Énergie NB Power

Groupe Group

2005 - 2006 Rapport Annuel

Le 30 septembre 2006

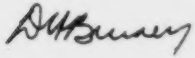
À Son Honneur
L'honorable Herménégilde Chiasson
Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick

Votre Honneur,

La Corporation de portefeuille Énergie NB a l'honneur de vous présenter, conformément à la *Loi sur l'électricité*, partie II, division A, 10(1), le rapport de l'exercice terminé le 31 mars 2006.

Veuillez agréer, Votre Honneur, l'expression de mes sentiments respectueux.

Le président du conseil d'administration,



Derek H. Burney

Rendement financier (en millions)	**2005-06**	2004-05	2003-04
Bénéfi ce net (perte nette)	**96 $**	9 $	(18)$
Encaisse d'exploitation	**319 $**	245 $	256 $
Encaissements (décaissements) disponibles	**54 $**	(161)$	(376)$
Réduction (augmentation) de la dette nette	**26 $**	204 $	(321)$

Ratios et pourcentages financiers	**2005-06**	2004-05	2003-04
Marge d'exploitation	**21%**	14%	14%
Encaisse d'exploitation/dépenses en investissements	**1,53x**	0,72x	0,52x
Encaisse d'exploitation/dette totale	**0,10x**	0,08x	0,08x
Pourcentage de la dette dans la structure du capital	**93%**	96%	106%
Taux de couverture des intérêts	**1,74x**	0,97x	0,88x

Table des matières

2008-03919/

Message du président du conseil d'administration. 2
Message du président-directeur général 3
Le groupe d'entreprises d'Énergie NB. 4
- Développement des affaires. 5
- Engagement de l'entreprise 8
Profils d'entreprise. 10
- La Corporation de production Énergie NB. 10
- La Corporation d'Énergie nucléaire NB 12
- La Corporation de transport Énergie NB 14
- La Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB 16
Rendement financier 2005/06. 18
- Discussion et analyse de gestion. 20
- Rapport de la direction et rapport des vérificateurs 32
- États financiers combinés 33
- Notes complémentaires aux états financiers combinés 37
- Aperçu statistique. 54
Carte du réseau 58
Gouvernance. 59
- Lignes directrices de la Bourse de Toronto (TSX) en matière de gouvernance. 60
Conseil d'administration. 62
Haute direction 63
Glossaire 64

Message du président du conseil d'administration

La structure et les priorités du conseil d'administration du groupe Énergie NB sont demeurés les mêmes durant l'exercice 2005-2006 – une attention soutenue a été accordée aux initiatives d'envergure, à la gouvernance d'entreprise et aux pratiques de gestion.

Le conseil d'administration a surtout étudié l'incidence de deux initiatives d'envergure dans les domaines de la production et du transport, et a recommandé que l'on aille de l'avant. La remise à neuf de la centrale de Point Lepreau prolongera la vie utile de la centrale, assurant aux Néo-Brunswickois et aux Néo-Brunswickoises une source d'énergie jusqu'en 2034. La construction de la seconde ligne internationale de transport permettra d'augmenter la fiabilité et l'efficacité du réseau, ainsi que les occasions de développement du marché.

Le conseil d'administration a également établi des politiques en matière d'objectifs, afin de préciser la direction que doit prendre le groupe Énergie NB, notamment au chapitre de la fiabilité, des tarifs, du rendement financier, de la sécurité et de l'environnement.

Une fois la décision prise d'aller de l'avant avec le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau, le comité de surveillance nucléaire du conseil d'administration a été mandaté d'assurer le suivi du projet. Le comité a établi une structure de rapports et de contrôle pour la gestion du projet. Il a retenu les services d'une firme d'ingénierie en lui donnant le mandat d'assurer une surveillance et une évaluation indépendantes de la gestion du projet et des risques. De plus, le comité de surveillance nucléaire a établi un suivi renforcé de la vérification, ainsi que les mécanismes de reddition des comptes et de contrôle relatifs au projet, pour le conseil d'administration, le comité exécutif et la direction du projet de la part de la Corporation d'énergie nucléaire Nouveau-Brunswick et d'Énergie atomique du Canada limitée.

En juillet 2006, le conseil d'administration a élargi le mandat du comité de vérification pour assurer la surveillance des principaux risques de l'entreprise et des processus de suivi des risques à l'échelle du groupe.

Nous restons déterminés à offrir au groupe Énergie NB une orientation claire et des pratiques rigoureuses en matière de gouvernance d'entreprise. De concert avec la direction, nous veillerons à ce que le groupe continue d'offrir aux Néo-Brunswickois et Néo-Brunswickoises un approvisionnement en électricité sûr et fiable à prix raisonnable.

Le président du conseil d'administration,

Derek H. Burney

Message du président-directeur général

L'exercice 2005-2006 a été la première année d'activité depuis les importantes réductions des coûts et des effectifs, et la Société a mis l'accent sur l'amélioration des processus pour réagir à la réduction des effectifs.

Elle a également poursuivi ses programmes de développement des affaires avec la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau, la construction de la ligne internationale de transport, l'énergie renouvelable, et ainsi de suite.

Le groupe d'entreprises Énergie NB a enregistré un bénéfice net de 96 millions de dollars en 2005-2006, comparativement à un bénéfice net de neuf millions en 2004-2005. Quatre importants facteurs ont contribué à cette amélioration d'une année à l'autre : une hydraulicité nettement supérieure à la moyenne; l'incidence de l'ouragan Katrina sur les prix du gaz naturel, qui ont fait grimper les prix d'exportation de notre énergie excédentaire vers le marché de la Nouvelle-Angleterre; la demande provinciale inférieure en période hivernale, ce qui a accru la disponibilité de l'énergie excédentaire pour le marché à l'exportation; et enfin, le programme d'excellence en affaires de la Société.

Par suite de la hausse persistante du prix des combustibles fossiles, la Société a mis en vigueur une augmentation globale des tarifs de 3% en juillet 2005. Au même moment, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB (Distribution Énergie NB) a présenté une demande de révision des tarifs auprès de la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick (CESP). Tout au long de l'audience, la première en treize ans, Distribution Énergie NB a répondu à des milliers de questions et a présenté à la CESP des douzaines de volumes de documentation qui figuraient également sur le site Web. En fin de compte, la CESP a accepté les coûts de Distribution Énergie NB, et à ce titre, la CESP a reconnu que Distribution Énergie NB contrôle ses coûts et gère ses activités de façon efficace. Après avoir étudié la décision de la CESP, le gouvernement provincial a annoncé une augmentation générale de 6,9 % des tarifs devant entrer en vigueur en juillet 2006.

À l'avenir, la Société continuera à mettre l'accent sur les préparatifs en vue de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau et de la construction de la seconde ligne internationale de transport. Elle préparera également les autres installations de production en vue de l'arrêt prolongé prévu pour la remise à neuf. De plus, la Société examinera des combustibles de remplacement moins onéreux en réaction à la croissance du prix du pétrole, et les occasions découlant de la capacité de la centrale de Coleson Cove de consommer d'autres combustibles liquides.

Le groupe d'entreprises Énergie NB vise toujours un niveau d'excellence en affaires qui élèvera la Société aux rangs des services publics les mieux gérés, et qui lui permettra de contribuer à une économie provinciale plus dynamique.

Le président-directeur général,

David D. Hay

Le groupe d'entreprises Énergie NB

Le groupe d'entreprises Énergie NB fournit de l'électricité de manière fiable et sécuritaire, à prix raisonnable, tout en générant un rendement commercial pour l'actionnaire. L'électricité est produite à quinze installations et est acheminée par des lignes de transport, des sous-stations et des postes à plus de 360 000 clients directs et indirects au Nouveau-Brunswick et dans les régions avoisinantes.

Le groupe d'entreprises Énergie NB comprend une Corporation de portefeuille ainsi que quatre filiales :

- la Corporation de portefeuille Énergie NB (Holding Énergie NB) qui assure aux filiales l'orientation stratégique et le soutien en matière de communications, de finances, de ressources humaines, de services juridiques et de gouvernance. Elle offre également des services partagés sur la base de récupération des coûts;
- la Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick (Production Énergie NB) qui exploite et entretient les centrales alimentées au pétrole, à l'énergie hydraulique, au charbon, à l'Orimulsion[MD] et au diesel;
- la Corporation d'énergie nucléaire Nouveau-Brunswick (Énergie nucléaire NB) qui exploite la centrale de Point Lepreau;
- la Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick (Transport Énergie NB) qui exploite et entretient le réseau de transport;
- la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick (Distribution Énergie NB) qui exploite et entretient le réseau de distribution. Distribution Énergie NB est désigné comme le fournisseur de services de la province du Nouveau-Brunswick en vertu d'un contrat type, et se doit de fournir des services aux clients résidentiels, commerciaux, en gros et industriels de partout dans la province.

Production Énergie NB compte deux filiales en exclusivité :

- Corporation de Coleson Cove Énergie Nouveau-Brunswick (Coleson Cove Énergie NB) qui possède et exploite la centrale de Coleson Cove, avec une capacité de production de 978 MW comprise dans la capacité totale de Production Énergie NB;
- NB Coal Limited (NB Coal) qui exploite du charbon local pour approvisionner la centrale de Grand Lac.

En 2005-2006, le groupe a mis l'accent sur le fonctionnement dans le nouveau contexte de l'électricité, mettant en œuvre l'amélioration des processus pour réagir à la réduction des effectifs, tout en poursuivant ses programmes de développement des affaires. Les résumés de projet qui suivent permettent d'entrevoir la situation du développement des affaires.

Développement des affaires

Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

Le 29 juillet 2005, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a annoncé son appui envers la recommandation du Conseil de procéder à la remise à neuf de la centrale en collaboration avec Énergie atomique du Canada limitée (EACL), le concepteur d'origine de la centrale. Le projet de remise à neuf devrait prolonger la vie utile de la centrale jusqu'en 2034, approvisionnant ainsi le groupe d'entreprises Énergie NB en électricité provenant d'une source de combustible dont le prix n'est pas sujet à l'instabilité. De plus, la centrale remise à neuf conservera un avantage environnemental en produisant de l'électricité sans rejeter des quantités considérables de dioxyde de carbone, de dioxyde de soufre et d'oxyde d'azote.

La planification du projet a commencé en 2000 par l'établissement de la portée adéquate et du calendrier des travaux de remise à neuf. Le projet culminera en un arrêt prévu de 18 mois qui commencera en avril 2008 pour prendre fin en septembre 2009.

Ce projet d'un milliard de dollars comportera le remplacement des 380 assemblages de canaux de combustible et de tubes de calandre, ainsi que des tuyaux d'alimentation. D'autre équipement sera remplacé, inspecté et mis à niveau pour permettre à la centrale de rester en exploitation pendant la durée de sa vie utile prolongée.

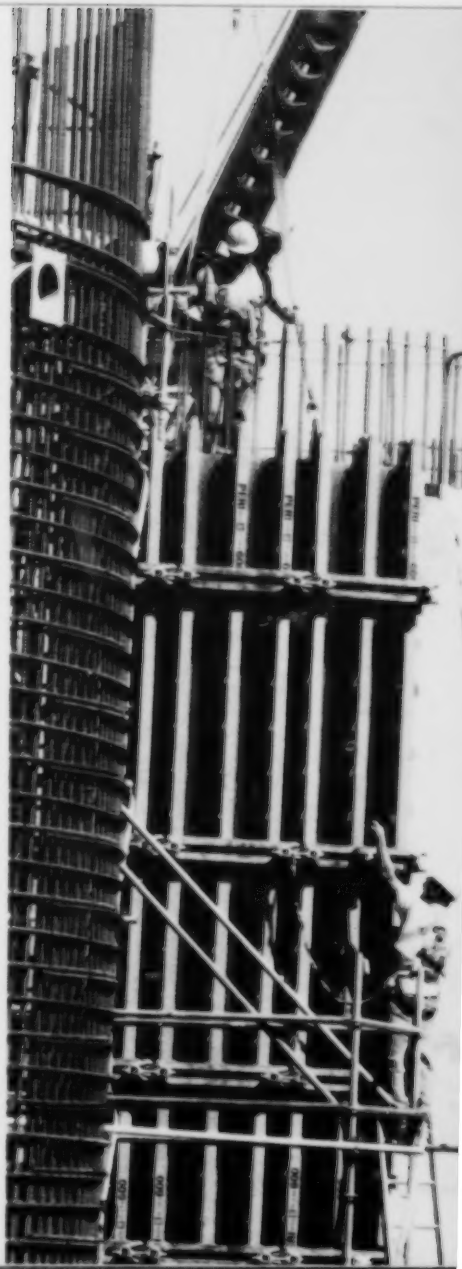
Le projet de remise à neuf aura une incidence non seulement sur Énergie nucléaire NB, mais sur l'ensemble du groupe d'entreprises Énergie NB, qui doit veiller à ce qu'une capacité adéquate et suffisamment d'énergie soient disponibles durant l'arrêt.

Production Énergie NB doit faire face au défi de préparer son réseau de production pour qu'il fonctionne à un degré élevé de disponibilité entre octobre 2007 et avril 2010, soit pendant l'arrêt pour la remise à neuf et les mois d'hiver qui le précèdent et le suivent.

Transport Énergie NB est en train de préparer le réseau de transport pour augmenter les capacités d'importation d'énergie pendant que la centrale sera hors service. Transport Énergie NB effectue aussi un entretien proactif pour assurer la fiabilité du réseau.

Production Énergie NB et Distribution Énergie NB collaborent afin d'élaborer une stratégie globale pour remplacer la capacité et l'énergie pendant la remise à neuf de la centrale. La stratégie prendra en considération les éléments d'actif de Production Énergie NB, l'état du marché et la disponibilité d'énergie auprès de tierces parties, les besoins connexes de transport et les questions de tarification.

Énergie nucléaire NB mise sur la réussite du projet de remise à neuf dans les délais impartis et selon le budget pour s'assurer que le Nouveau-Brunswick conserve des sources d'énergie efficaces et diversifiées pendant les années à venir.



Ligne internationale de transport

Transport Énergie NB et Bangor Hydro construisent une ligne de transport de 345 kV entre le poste de sectionnement de Point Lepreau et celui d'Orrington (État du Maine), au sud de Bangor. Depuis cinq ans, les deux entreprises travaillent ensemble afin de planifier et obtenir les approbations pour la construction de la ligne internationale de transport.

L'achèvement de la ligne internationale de transport permettra l'entretien de l'interconnexion actuelle de 345 kV avec la Nouvelle-Angleterre, sans risquer de causer des interruptions aux Provinces maritimes. La ligne, vieille de 35 ans, a été très fiable, mais elle a fait en sorte que les Maritimes ont été isolées en matière d'électricité et sujettes aux interruptions.

La ligne internationale de transport augmentera la capacité d'exportation du Nouveau-Brunswick de 700 MW à 1000 MW, et sa capacité d'importation de 100 MW (selon certaines conditions) à 400 MW. La capacité d'importation accrue assurera aux intervenants du marché davantage d'options de capacité et d'énergie et, à l'Exploitant du réseau, davantage d'options pour les services accessoires.

La ligne améliorera également l'efficacité du réseau en réduisant les pertes dans la livraison d'énergie aux clients du Nouveau-Brunswick et permettra aux producteurs de fournir plus d'énergie au réseau pour la livrer au marché de la Nouvelle-Angleterre.

On prévoit que la ligne internationale de transport sera en service en décembre 2007. Dès janvier 2006, tous les permis avaient été obtenus pour la construction sur le territoire canadien et sur celui des États-Unis. Transport Énergie NB construira la ligne en ayant recours à ses propres ressources et à celles de tierces parties.

Tout au long du projet, Transport Énergie NB travaillera étroitement avec des membres de la collectivité faisant partie du comité de liaison communautaire. Au fur et à mesure de la construction, le comité de liaison se réunira mensuellement pour discuter des problèmes communautaires et pour se tenir à jour par rapport à l'horaire du projet, au processus réglementaire, à l'incidence environnementale et aux plans de gestion environnementale.

On constate un soutien régional à l'endroit de la ligne internationale de transport, car il y a des engagements à long terme pour le transport d'énergie de la part de Production Énergie NB, de Nova Scotia Power Inc. et de la Maritime Electric Company, Limited. Transport Énergie NB prévoit aussi la possibilité de revenus additionnels découlant du développement de la production éolienne et d'autres utilisations du réseau de transport par des tierces parties.

Par l'entremise de la ligne internationale de transport, Transport Énergie NB et Bangor Hydro sont en train d'ériger un réseau plus fiable, plus efficace et offrant de meilleures possibilités de commercialisation au réseau de transport d'électricité des Maritimes.

Energie renouvelable

Le Nouveau-Brunswick jouit d'une électricité produite à partir de combustibles divers. Grâce aux normes d'inclusion des ressources renouvelables du gouvernement provincial et aux nouveaux développements du point de vue écologique, les Néo-Brunswickois et Néo-Brunswickoises auront accès à des sources de combustible encore plus diversifiées.

En 2003, Énergie NB s'est fixée l'objectif à long terme d'acquérir 100 MW par l'entremise de projets d'énergie renouvelable d'ici à 2010. En juin 2004, Énergie NB a conclu une entente d'achat d'énergie avec Eastern Wind Power, une filiale de Western Wind Inc.

Au cours de la dernière année, Distribution Énergie NB a accru ses activités dans le portefeuille des énergies renouvelables en sollicitant davantage d'énergie éolienne. Le 29 juin 2005, Énergie NB annoncé qu'elle augmentait son engagement à acquérir de l'énergie de sources renouvelables en recherchant jusqu'à 400 MW d'énergie éolienne additionnelle d'ici à 2016. Distribution Énergie NB a ainsi sollicité des déclarations d'intérêt pour le développement de la production d'énergie éolienne, qui pourraient provenir des cinq régions les plus venteuses du Nouveau-Brunswick : la baie de Fundy, Tantramar, la baie de Miramichi, Acadie-Chaleur et l'intérieur du Nouveau-Brunswick.

Distribution Énergie NB a reçu des propositions qui indiquent qu'il y a des possibilités dans chacune des cinq zones de vent. Le groupe d'entreprises Énergie NB aimerait profiter de la dispersion géographique des sites éoliens pour répartir équitablement les sites éoliens partout dans la province. Cela augmentera l'efficacité globale des producteurs éoliens.

Le développement de projets d'énergie éolienne augmentera l'énergie renouvelable dans la province, ce qui aura des retombées avantageuses pour l'environnement et le développent économique des régions; il augmentera la diversité des sources d'énergie et assurera un plus grand recours à des ressources domestiques pour de l'électricité produite et vendue au Nouveau-Brunswick.

De plus, le groupe d'entreprises Énergie NB est ouvert à la production à partir d'autres sources renouvelables, tels que la biomasse, le gaz des sites d'enfouissement, les petites centrales hydroélectriques et l'énergie solaire. Le groupe a pris part à l'étude sur l'énergie marémotrice annoncée à l'été 2005.

Énergie NB entre dans une nouvelle ère de production d'énergie. Le groupe d'entreprises Énergie NB vit une période palpitante. Des producteurs d'énergie indépendants se manifestent avec des propositions de produire et de vendre de l'énergie provenant de ressources renouvelables. Conséquemment, des possibilités émergent à mesure que des entreprises et des personnes cherchent des manières de développer ces nouvelles technologies et de les mettre à l'œuvre.

Engagement de l'entreprise

En plus de mettre l'accent sur le développement des affaires, le groupe d'entreprises Énergie NB a continué de mettre l'accent sur l'environnement, la sécurité et la responsabilité sociale.

Sécurité

L'accent mis sur la sécurité demeure un des éléments culturels clés des activités du groupe d'entreprises Énergie NB. Le groupe d'entreprises Énergie NB rend compte à l'échelle nationale de ses résultats en matière de sécurité de par son adhésion à l'Association canadienne de l'électricité (ACE). Comparativement à 2004, le rendement du groupe s'est amélioré de 18 % pour ce qui est de la fréquence des accidents entraînant une invalidité, et de 22 % pour ce qui est des taux de gravité. C'est la première fois en quatre ans que les statistiques annuelles du groupe s'améliorent. De plus, le rendement du groupe dépasse l'indice composé de l'ACE dans toutes les catégories mesurées.

En reconnaissance de la maturation de la culture de sécurité au sein du groupe, les taux de l'assurance contre les accidents de travail des entreprises Énergie NB ont encore une fois été réduits, ce qui se traduit par des projections d'économie pour les primes assumées par le groupe.

Le groupe a aussi renouvelé son intérêt pour la sécurité à l'aide d'une campagne de sécurité publique réaménagée et lancée en mars 2006 sous le slogan « *méfiez-vous de ce que vous ne savez pas à propos de l'électricité* ».

Responsabilité sociale

Le groupe d'entreprises Énergie NB est actif dans les villes et villages de l'ensemble du Nouveau-Brunswick. Le groupe participe à un certain nombre de comités de liaison qu'il a établis avec les communautés, et à des forums d'information au sujet de la centrale de Point Lepreau, de la construction de la ligne internationale de transport, des activités de la centrale Coleson Cove, ainsi que du parc hydroélectrique.

Les employés de l'ensemble du groupe d'entreprises Énergie NB sont aussi des membres dynamiques de leurs communautés. Ils ont planté des arbres pour célébrer la journée de l'arbre et consacré bénévolement du temps à des activités communautaires. Les employés ont aussi fait des dons, ramassé des fonds et fait du bénévolat pour des organismes de bienfaisance tels que la Course à la vie CIBC de la Fondation canadienne du cancer du sein, la campagne de Centraide, la campagne du « Harbour Lights », la campagne Rouler vers Demain de Rick Hansen, ainsi que la Dalhousie Medical Research Foundation. Le groupe d'entreprises Énergie NB a aussi reçu du Conseil de liaison des Forces canadiennes (CLFC) le prix honorant le meilleur appui d'un employeur de la province du Nouveau-Brunswick.

Environnement

Le groupe d'entreprises Énergie NB est membre de l'ACE et participe au Programme d'engagement et de responsabilité en environnement (ERE). Les quatre principes en matière de performance environnementale que les entreprises d'électricité doivent intégrer à leurs activités quotidiennes dans le cadre de leur participation au Programme ERE sont

- utiliser plus efficacement nos ressources;
- réduire les effets nuisibles de nos activités sur l'environnement;
- rendre compte à nos interlocuteurs;
- faire en sorte que nos employés comprennent les incidences environnementales de leurs actions et possèdent les connaissances et les compétences nécessaires pour prendre des décisions judicieuses.

Par l'entremise de cette initiative pour toute l'industrie, les entreprises d'électricité misent sur des mesures et des indicateurs précis pour mesurer leur rendement. Le groupe d'entreprises Énergie NB a présenté au Programme ERE des données pour l'année 2004. Les résultats ont servi à évaluer où se situe le groupe par rapport aux autres entreprises canadiennes, là où leurs similitudes permettent d'établir une comparaison.

Tout au long de l'exercice 2005-2006, le groupe d'entreprises Énergie NB a continué à démontrer l'importance accordée à une intendance consciencieuse de l'environnement par ses entreprises.

- Depuis juillet 2005, les émissions de la centrale de Coleson Cove passent à travers l'unité de désulfuration des gaz de combustion.
- Le groupe a posé un geste important en faveur du développement de l'énergie verte en émettant des demandes de déclaration d'intérêt pour ajouter davantage de production d'énergie éolienne.
- Le groupe était heureux de la décision du gouvernement provincial en juillet 2005 de remettre la centrale de Point Lepreau à neuf, un projet qui aidera à réduire l'émission de gaz à effet de serre à l'avenir et à soutenir un approvisionnement domestique d'électricité pour les consommateurs.
- Production Énergie NB a obtenu la permission d'exploiter des systèmes de traitement de l'air, de l'eau et des égouts, ainsi que des permis pour exploiter huit sites d'entreposage du pétrole.
- Transport Énergie NB a obtenu les approbations environnementales réglementaires pour la construction de la ligne internationale de transport et l'entretien de câbles sous-marins.
- Distribution Énergie NB a établi une politique de facturation nette pour inciter le développement à petite échelle d'installations privées de production d'énergie renouvelable ou alternative.
- Distribution Énergie NB a aussi lancé un programme pilote de remplacement des ampoules des réverbères par des lampes éconergétiques à sodium à haute pression Lumalux Plus^MD^Eco^MD^.

Les contributions de Production Énergie NB à l'environnement

Outre ses responsabilités en matière d'approvisionnement et de finances, le groupe d'entreprise Énergie NB est conscient des empreintes qu'il laisse sur la planète. Tous les employés à l'échelle du groupe sont déterminés à assurer l'exécution d'un travail respectueux de l'environnement. Chez Production Énergie NB, cet engagement s'est traduit par des investissements dans des technologies de pointe éprouvées, efficaces et propres.

Trois grandes centrales fonctionnant au combustible fossile sont dotées de dispositifs performants de contrôle des émissions polluantes. En 1993, au moment d'édifier la centrale thermique au charbon de Belledune, Production Énergie NB a construit la toute première unité de désulfuration des gaz de combustion au Canada. Le groupe a conservé son statut de chef de file canadien en installant le troisième épurateur, à la centrale de Dalhousie en 1994, puis le sixième, à la centrale de Coleson Cove en 2004.

En 2005, on a achevé avec succès les travaux de modernisation de la centrale de Coleson Cove; la production de toutes les tranches passe désormais par l'épurateur. Ce déploiement a exigé que l'on vérifie et mette au point tout l'appareillage afin d'assurer, dans les faits, le rendement prévu à la conception des devis techniques. En voici les résultats :

- réduction de 77 % des taux d'émission de SO_2, grâce à l'installation d'une unité de désulfuration des gaz de combustion;
- réduction de 70 % des taux d'émission de NO_x, grâce à des modifications à la chaudière;
- réduction de 75 % des taux de rejet de particules, grâce à l'ajout du précipitateur électrostatique humide.

Production Énergie NB tire profit des unités de désulfuration des gaz de combustion, et ce, à plusieurs égards

- les émissions annuelles de dioxyde de soufre aux trois centrales ont baissé de 92 700 tonnes en 1993 à 29 340 tonnes en 2006;
- 100 % du sous-produit de gypse aux trois centrales est revendu pour fabriquer des panneaux muraux;
- Production Énergie NB est en mesure d'étudier le recours possible à d'autres combustibles; des efforts de recherche et développement ont cours, et Production Énergie NB espère arrêter sa décision sur un combustible de remplacement en 2006-2007.

À l'automne 2005, Production Énergie NB a conclu une entente de 15 ans avec une tierce partie pour la construction et l'exploitation d'une usine de traitement des cendres volantes à Belledune. Grâce à la séparation du carbone non consumé des cendres volantes, et à sa réutilisation comme combustible dans la chaudière, on estime pouvoir cesser d'acheminer annuellement 120 000 tonnes de cendres volantes pures au site d'enfouissement et de les vendre en tant que substitut de ciment à valeur ajoutée.

Le Groupe jouit aussi de l'approvisionnement diversifié en combustibles qu'assure Production Énergie NB. Outre les centrales au charbon, au mazout, à l'Orimulsion[MD] et au diesel, Production Énergie NB exploite six barrages hydroélectriques sur le fleuve Saint-Jean, la rivière Tobique et la rivière Ste-Croix. On peut compter sur ces sources d'énergie renouvelable à longueur d'année, pour assurer aux Néo-Brunswickois et Néo-Brunswickoises un approvisionnement électrique à faible prix.

Compte tenu des nouveaux développements au plan écologique, le groupe continuera à relever le défis de protéger l'environnement tout en restant rentable, grâce à un accès toujours plus diversifié à des sources de combustibles.

Corporation de production Énergie NB (Production Énergie NB)

Production Énergie NB exploite et entretient l'un des parcs de production les plus diversifiés de l'Amérique du Nord, constitué de quatorze centrales alimentées à l'énergie hydraulique, au charbon, au pétrole, à l'Orimulsion[MD] et au diesel. Le réseau des centrales classiques de Production Énergie NB dispose d'une puissance installée nette de 3313 MW, soit 1903 MW provenant de centrales thermiques, 884 MW, des centrales hydroélectriques, et 526 MW, des turbines à combustion.

Résultats

Le revenue net de Production Énergie NB pour l'exercice était de 51 millions de dollars comparativement à 28 millions de dollars l'année dernière, soit une augmentation de 23 millions de dollars. Cette hausse s'explique principalement par une marge brute accrue à l'extérieur de la province en raison des prix d'exportation plus élevés et des niveaux d'eau plus élevés, ainsi qu'une marge brute plus élevée dans la province, laquelle s'explique par des coûts réduits de l'approvisionnement en raison des charges plus faibles et d'une hydraulicité accrue, contrebalancé partiellement par le partage des bénéfices de la marge brute des exportations avec Distribution Énergie NB.

En 2005-2006 Production Énergie NB a connu un record d'hydraulicité, sa production hydraulique se situant à 43 % au-dessus de la moyenne à long terme. Cette production hydroélectrique accrue a permis de réduire les coûts de combustible et d'augmenter de manière substantielle les ventes à l'exportation.

L'exercice a été la première année d'activité suite au programme d'excellence en affaires qui a résulté en d'importantes réductions des coûts et des effectifs. En 2005-2006, sous la direction du vice-président Darrell Bishop, Production Énergie NB a tenté de réduire davantage ses coûts en recherchant une option moins chère pour remplacer le combustible de la centrale de Coleson Cove et améliorer la disponibilité de la centrale, ainsi que ses processus d'entretien.

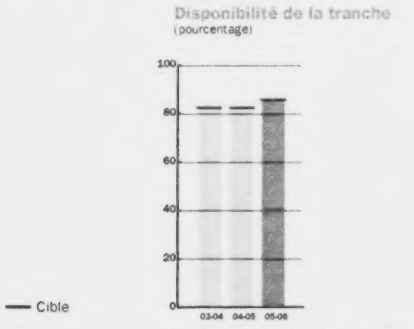
La centrale au mazout de Coleson Cove de Production Énergie NB fournit une importante partie de l'énergie destinée à l'alimentation de la province et aux ventes à l'exportation. Compte tenu de la croissance du prix du pétrole et des avantages découlant de la possibilité pour la centrale de Coleson Cove de consommer d'autres combustibles liquides, Production Énergie NB a commencé à étudier des combustibles de remplacement moins onéreux. Des efforts de recherche et développement sont en cours, et Production Énergie NB espère arrêter sa décision pour un combustible de remplacement en 2006-2007.

Réalisations

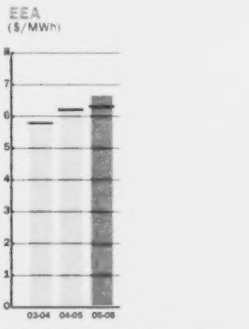
Production Énergie NB a atteint une disponibilité de ses centrales thermiques de 82,5 %, comparativement à une disponibilité escomptée de 85,5 %. Les résultats de l'exercice ont été touchés par le prolongement d'arrêts prévus, d'indisponibilité fortuite et d'une réduction de capacité à la centrale de Grand Lac.

En janvier 2006, Production Énergie NB a commencé à instaurer un nouveau système de commandes de travail et de gestion du travail. Le nouveau système servira à gérer le cycle des commandes de travail, l'entretien préventif et la planification des arrêts, ainsi que les horaires et les rapports. Quand le nouveau système sera entièrement fonctionnel, il permettra à Production Énergie NB d'améliorer l'entretien des centrales et d'augmenter leur fiabilité. On prévoit que Production Énergie NB commencera à tirer des avantages du système plus rigoureux de gestion du travail et des rapports dans l'année suivant son instauration.

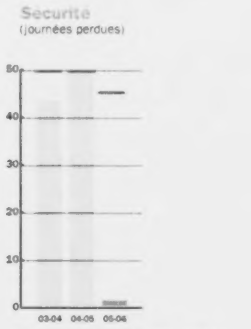
Le groupe de commercialisation de l'énergie a continué d'entretenir de bonnes relations avec ses homologues, et a été en mesure d'accéder à de



La disponibilité de la tranche représente le pourcentage du temps, incluant les arrêts prévus et imprévus, pendant lequel la tranche peut produire de l'électricité.



Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA) sont une indication de la gestion efficace des ressources.



Le nombre d'accidents avec perte de travail indique l'efficacité des programmes de sécurité et la force de la culture de sécurité.

nouveaux marchés. Production Énergie NB a aussi élaboré des plans pour optimiser les marchés d'exportation en établissant un comptoir de commercialisation ouvert 24 heures, et en explorant les possibilités d'obtenir un permis de commercialisation aux États-Unis, tout en continuant à développer de nouveaux marchés et produits.

Divers

Production Énergie NB produit de l'électricité en respectant l'environnement. En plus de surveiller étroitement les rejets des centrales dans l'air, Production Énergie NB a réduit ses besoins d'enfouissement de ses sous-produits. Production Énergie NB s'est associée à une usine de Belledune qui traite les cendres volantes comme substitut au ciment portland. Au cours de sa première année de fonctionnement, le processus a réduit de 56 % le besoin d'enfouissement à Belledune.

À l'automne 2005, Production Énergie NB a mis à niveau le précipiteur de la tranche 3 de la centrale de Coleson Cove, pour permettre à la tranche de produire du gypse de qualité commerciale et de réduire ainsi l'enfouissement. On prévoit une mise à niveau semblable pour la tranche 2 au cours de 2006-2007.

Dans toutes ses activités, Production Énergie NB met l'accent sur la sécurité. Cette année, deux jours ont été perdus en raison d'accidents. La qualité de la fiche de sécurité s'explique par un programme de sécurité fondé sur le partenariat et la participation dynamique de la direction, du syndicat, des employés et des comités mixtes de santé et sécurité au travail. Le programme a été et restera la pierre d'assise des efforts pour protéger la santé et le bien-être des employés de Production Énergie NB, de ses contractuels et de la population en général.

Production Énergie NB continue à profiter de relations de travail positives avec la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (FIOE). La convention collective actuelle prendra fin le 31 décembre 2006.

Plans futurs

À l'avenir, Production Énergie NB maintiendra un rendement fort dans ses activités et une grande disponibilité des centrales en renforçant sa planification des arrêts et de l'entretien, et en instaurant le nouveau système de commandes de travail et de gestion du travail. Production Énergie NB continuera également à chercher des options de combustible à moindre coût pour la centrale de Coleson Cove.

Production Énergie NB se concentrera sur l'élaboration d'un plan visant à se procurer de l'énergie et de la capacité de remplacement en toute sécurité durant la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Production Énergie NB entreprendra aussi des inspections et des arrêts d'entretien à chacune des principales centrales thermiques au cours des deux prochaines années, afin de s'assurer qu'elles fonctionnent à capacité élevée tout au long des 18 mois pendant l'arrêt pour la remise à neuf.

Production Énergie NB

Nombre de postes	485
Centrales	14
Capacité nette	3 313 MW
Alimente	environ 75 % de la charge provinciale
Clients	Distribution Énergie NB, Marchés à l'exportation
Valeur comptable nette des biens immobilisés (en millions de dollars)	1 943 $

Corporation d'énergie nucléaire Nouveau-Brunswick (Énergie nucléaire NB)

Énergie nucléaire NB exploite et entretient un réacteur CANDU 6 de 635 MW à la centrale de Point Lepreau. La centrale fournit environ 25 % des besoins en énergie électrique de la province.

Résultats

Le revenu net d'Énergie nucléaire NB pour l'éxercice se chiffrait à 5 millions de dollars, comparativement à une perte nette de 10 millions de dollars en 2004-2005, soit une augmentation de 15 millions de dollars. Cette hausse s'explique principalement par un ajustement de la durée de vie réduisant l'amortissement, atténuée par une augmentation des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts en raison de l'augmentation des gains.

La fiabilité d'une centrale accablée de difficultés de vieillissement des équipements représente un risque d'affaires constant pour Énergie nucléaire NB. L'arrêt pour l'entretien prévu au printemps 2005 a été prolongé de 25 à 44 jours en raison des tuyaux d'alimentation. En conséquence, la centrale a atteint un facteur de capacité de 78,4 %, plutôt que l'objectif fixé à 83 %.

Les pertes de production découlant de la prolongation de l'arrêt ont été en partie compensées par le fait que la centrale a fonctionné de manière fiable pendant le reste de l'année. Après un arrêt non prévu de trois jours en août, la centrale a fonctionné pendant 264 jours consécutifs jusqu'à l'arrêt prévu du printemps 2006. Il s'agissait de la période de fonctionnement continu la plus longue depuis 1999.

Réalisations

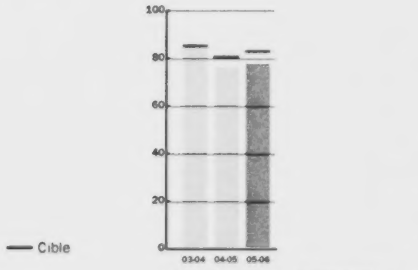
Le 29 juillet 2005, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a annoncé son appui envers la recommandation du Conseil de procéder à la remise à neuf de la centrale en collaboration avec Énergie atomique du Canada limitée (EACL), le concepteur d'origine de la centrale. Pour gérer l'incidence éventuelle sur le groupe et sur la province, le groupe d'entreprises Énergie NB a établi une structure de gouvernance qui comprend une surveillance par le Conseil d'administration, le comité exécutif et trois organismes externes. Aussi, Gaëtan Thomas a été nommé nouveau vice-président de la Corporation d'Énergie nucléaire NB.

Énergie nucléaire NB a commencé, en août 2005, des travaux d'ingénierie plus détaillés du projet, y compris l'élaboration d'un plan relatif aux ressources qui soutiennent le projet, au fonctionnement de la centrale et aux préparatifs de l'arrêt pour la remise à neuf.

Elle a aussi commencé les travaux pour l'agrandissement des installations de gestion des déchets radioactifs solides nécessaires pour traiter les déchets provenant du remplacement des tubes du réacteur et du combustible associé à la prolongation de la vie utile de la centrale.

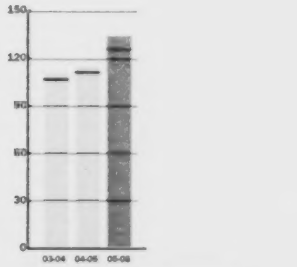
En août 2005, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) a accordé à Énergie nucléaire NB une prolongation de six mois de son permis. Énergie nucléaire NB a soumis une demande de renouvellement du permis de cinq ans, présentée au cours de deux jours d'audience en février et en mai 2006. Le 30 juin 2006, la CCSN a annoncé qu'elle renouvelait le permis d'exploitation du réacteur nucléaire de la centrale de Point Lepreau jusqu'au 30 juin 2011. Énergie nucléaire NB demandera l'approbation de la CCSN avant de recharger du carburant dans le réacteur et de procéder au redémarrage suite à l'arrêt pour la remise à neuf dont l'achèvement est prévu en septembre 2009.

Facteur de capacité net
(%)



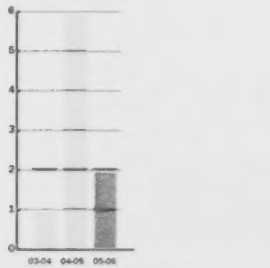
Le facteur de capacité net représente la production réelle acheminée au réseau (MW) divisée par la production maximale possible acheminée au réseau (MW).

EEA
(en millions)



Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA) sont comparés aux prévisions budgétaires pour mesurer l'efficacité de la planification et de la gestion.

Sécurité
(accidents avec perte de travail)



Le nombre d'accidents avec perte de travail indique l'efficacité des programmes et la force de la culture de sécurité à la centrale.

Énergie nucléaire NB a demandé à l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (World Association of Nuclear Operators, WANO) du soutien pour divers aspects de l'exploitation de la centrale. Une équipe de soutien de WANO lui a rendu visite en août, septembre et octobre. Ces visites ont débouché sur des recommandations d'amélioration, pour lesquelles la direction a élaboré des plans de mise en œuvre.

WANO a aussi mené un examen intermédiaire en mars 2006 et a constaté des indices de progrès dans les domaines relevés pour amélioration dans l'examen par les pairs de 2004. WANO a reconnu que, à tous les échelons, le personnel souhaitait et était disposé à apporter d'autres améliorations. La direction a établi des plans pour s'occuper de toutes les questions en suspens.

En décembre 2005, Énergie nucléaire NB a établi une nouvelle équipe de travail axée sur le rendement des ressources humaines, composée de membres de la direction et de syndiqués. L'équipe a commencé à élaborer des plans pour aider à repérer et résoudre de manière coopérative et constructive les questions relatives au rendement du personnel à tous les échelons de l'organisme.

Divers

Énergie nucléaire a continué à produire de l'électricité en respectant l'environnement, permettant au groupe d'éviter d'importantes émissions de dioxyde de carbone, de dioxyde de soufre et d'oxyde d'azote.

Les résultats en matière de sécurité industrielle de 2004-2005 avaient relevé le besoin d'accroître la formation et la sensibilisation en matière de sécurité. En 2005-2006, Énergie nucléaire NB a remis l'accent sur la sécurité et a amélioré son rendement de ce point de vue. Elle est restée dans les limites de ses cibles en matière de sécurité industrielle avec deux accidents entraînant des pertes de travail au cours de l'année.

Énergie nucléaire NB continue à profiter de relations de travail positives avec la FIOE et dispose d'une convention collective valide jusqu'en décembre 2010.

Plans futurs

À l'avenir, Énergie nucléaire NB se concentrera sur l'exécution des travaux de remise à neuf en s'assurant qu'ils respectent les échéances et les budgets prévus, en plus d'assurer une exploitation fiable et en toute sécurité de la centrale, et de viser l'atteinte d'un rendement de niveau international.

Énergie nucléaire NB	
Nombre de postes	676
Centrale	Réacteur nucléaire CANDU 6
Capacité nette	635 MW
Alimente	environ 25 % de la charge provinciale
Clients	Distribution Énergie NB (95 %), Maritime Electric Company, Limited (5 %)
Valeur comptable nette des biens immobilisés (en millions de dollars)	452$

Corporation de transport Énergie NB (Transport Énergie NB)

Transport Énergie NB exploite et entretient 46 postes et postes de sectionnement reliés par plus de 6700 km de lignes de transport exploitées à des tensions de 69 kV à 345 kV. Le réseau est interconnecté aux réseaux électriques de l'Amérique du Nord, dont ceux du Québec, du Maine, de la Nouvelle-Écosse et de l'Île-du-Prince-Édouard.

Résultats

Le revenu net de Transport Énergie NB était de 15 millions de dollars comparativement à un revenu net de 9 millions de dollars en 2004-2005, soit une augmentation de 6 millions de dollars. Cette augmentation s'explique principalement par des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration moins élevés, résultats du programme d'excellence en affaires durant l'année 2004-2005, et d'une diminution des frais financiers.

En 2005-2006, Transport Énergie NB a atteint des taux de rendement élevés grâce à une hydraulicité exceptionnellement élevée qui a fait augmenter le revenu au tarif du transport point à point. Transport Énergie NB a aussi enregistré des revenus additionnels grâce à du travail réalisé pour des tierces parties, surtout la relocalisation de lignes par suite du changement de trajets routiers.

Transport Énergie NB et l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (l'Exploitant du réseau) ont pris part à une audience de la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick (CESP) pour harmoniser les coûts de Transport Énergie NB et de l'Exploitant du réseau. La décision a modifié les taux, afin de transférer des coûts de 2 millions de dollars, que compense un transfert équivalent de travail, de Transport Énergie NB à l'Exploitant du réseau.

L'exercice a été la première année d'activité suite au programme d'excellence en affaires qui a résulté en d'importantes réductions des coûts et des effectifs. En 2005-2006, sous la direction du vice-président Wayne Snowdon, Transport Énergie NB a surtout porté ses efforts sur la réalisation du taux de rendement réglementaire approuvé par la CESP, la préparation pour la construction de la ligne internationale de transport et la fiabilité, l'entretien et la sécurité du réseau de transport.

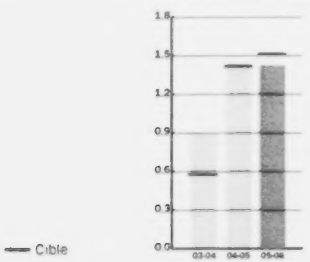
Réalisations

Transport Énergie NB construit présentement la ligne internationale de transport en partenariat avec Bangor Hydro. La ligne de 345 kV s'étendra entre le poste de sectionnement de Point Lepreau et celui d'Orrington (État du Maine), au sud de Bangor. La ligne constitue la seconde interconnexion importante entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre. Elle renforce aussi la fiabilité et l'efficacité du réseau, et permet un plus grand développement du marché.

La ligne devrait entrer en service en décembre 2007. Les préparatifs en vue de la construction se sont poursuivis toute l'année. En juin 2005, le trajet précis de la ligne internationale de transport en territoire canadien a été approuvé. Transport Énergie NB a préparé les documents nécessaires aux travaux de terrain conformément au certificat de commodité et de nécessité publiques de l'Office national de l'énergie, et les approbations ont été obtenues en décembre 2005. En janvier 2006, les permis définitifs pour le territoire des États-Unis ont été reçus, et Transport Énergie NB a entrepris les premières activités de dégagement des terrains pour la construction.

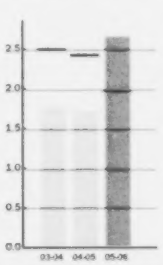
Transport Énergie NB a continué à fournir un réseau de transport fiable. Le rendement global en matière de fiabilité se situe à l'intérieur de la moyenne cumulative sur dix ans. Néanmoins, Transport Énergie NB a dépassé la cible pour ce qui est du nombre total de défaillances par 100 km de ligne de transport, en raison du nombre d'orages de tonnerre supérieur à la moyenne.

Fiabilité du réseau - SAIDI
(perte d'heures d'approvisionnement)



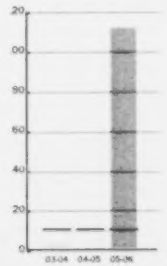
L'indice SAIDI représente la durée totale moyenne des pannes du réseau au cours de l'année.

Défauts de transports
(défauts par 100km)



Pour contrôler la fiabilité du réseau, on enregistre tous les défauts de transport à tous les niveaux de tension, sauf ceux reliés à des conditions météorologiques extrêmes.

Sécurité
(gravité)



La gravité sert à mesurer le nombre de journées perdues en raison de blessures par 200 000 heures de travail. On contrôle la gravité pour évaluer l'efficacité des programmes de sécurité et la vigueur de la culture de sécurité.

Afin d'assurer la fiabilité du réseau, Transport Énergie NB a continué à mettre le réseau de transport à niveau dans le cadre de ses programmes permanents de remplacement des disjoncteurs et des isolateurs, ainsi que par la prolongation de la vie utile de ses lignes. Transport Énergie NB a aussi mis à niveau son poste à Edmundston, et ses parafoudres, et a acheté un transformateur de rechange pour Point Lepreau.

Transport Énergie NB a instauré la première phase du système de gestion des équipes de travail pour assurer les assises de la définition et de l'amélioration des processus, permettant ainsi l'amélioration de l'efficacité et de la productivité. Son instauration a consolidé les systèmes sur papier et en ligne en un seul système. Transport Énergie NB examinera ses processus et instaurera des mises à niveau de ses processus et technologies pour obtenir de meilleures synergies. Celles-ci permettront à Transport Énergie NB de contrebalancer les inconvénients de la perte d'employés lors de la réduction des effectifs.

Généralités

Transport Énergie NB a assuré l'approvisionnement électrique tout en respectant l'environnement, et maintenu un système de gestion environnementale conforme à la norme ISO 14001. De plus, tout le travail effectué durant la construction de la ligne internationale de transport est conforme aux exigences d'ordre écologique.

En matière de sécurité, Transport Énergie NB a dû faire face à plusieurs défis. Depuis un grave accident survenu en avril 2005, Transport Énergie NB mise davantage sur la culture de la sécurité et en imprègne tous ses travaux. Transport Énergie NB a convenu, avec chaque employé, de l'engagement de veiller à sa sécurité personnelle et d'assurer du leadership à cet égard. Par ailleurs, cela s'est traduit par un programme de visite de sites par la direction pour contrôler la sécurité.

Transport Énergie NB continue à profiter de relations de travail positives avec la FIOE et dispose d'une convention collective valide jusqu'en décembre 2007.

Plans futurs

Le principal secteur d'intérêt de Transport Énergie NB restera la construction de la ligne internationale de transport et l'entretien du réseau de transport, afin d'assurer la fiabilité du réseau durant l'arrêt de production de la centrale de Point Lepreau pendant sa remise à neuf. À l'avenir, Transport Énergie NB mettra l'accent sur d'autres synergies dans ses processus, et d'autres gains de productivité au cours des deux prochaines phases du programme de gestion des équipes de travail.

Transport Énergie NB

Nombre de postes	279
Nombre de km de lignes de transport	6 703
Capacité d'exportation	2 377 MW
Capacité d'importation	1 680 MW
Valeur comptable nette des biens immobilisés (en millions de dollars)	338 $

Corporation de distribution et de service à la clientèle Énergie NB (Distribution Énergie NB)

Distribution Énergie NB est le fournisseur de services en vertu d'un contrat type, chargé d'obtenir une capacité et des sources d'approvisionnement adéquates pour répondre à la demande des clients au Nouveau-Brunswick. Distribution Énergie NB fournit de l'énergie sécuritaire et fiable à un prix raisonnable au moyen de ses quelque 20 000 km de lignes de distribution et de ses sous-stations. Elle fournit aussi des services à ses clients par l'entremise de ses bureaux régionaux, de centres de contact avec la clientèle, de responsables de compte et de conseillers en énergie.

Résultats

Le revenu net de Distribution Énergie NB était de 25 millions de dollars comparativement à un revenu net de 7 millions de dollars en 2004-2005, soit une augmentation de 18 millions de dollars. La hausse est surtout attribuable à une marge brute plus importante dans la province en raison d'une hydraulicité accure qui a réduit les coûts provinciaux, d'un besoin en électricité moindre pour alimenter la charge provinciale, et de meilleures recettes provinciales entraînées par une hausse tarifaire de 6 %. Des bénéfices à l'exportation plus importants que prévus ont aussi contribué à réduire considérablement les coûts provinciaux. Le revenu net a par ailleurs ressenti l'effet de la baisse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, résultat du programme d'excellence en affaires de la Société en 2004-2005, et des paiements tenant lieu d'impôts plus élevés.

En 2005-2006, l'indice de la fréquence moyenne des pannes de réseau (System Average Interruption Frequency Index, SAIFI), qui sert à mesurer la fréquence des pannes du réseau, a légèrement augmenté par rapport aux années précédentes. Cette augmentation est attribuable aux tempêtes de vent importantes et aux arrêts survenus au Nouveau-Brunswick par suite de la pire saison d'ouragans qu'ont connue les États-Unis depuis des années.

L'exercice a été la première année d'activité suite au programme d'excellence en affaires qui a résulté en d'importantes réductions des coûts et des effectifs. En juillet 2005, Rock Marois a été nommé vice-président de Distribution Énergie NB. Tout au long de l'exercice 2005-2006, Distribution Énergie NB a mis l'accent sur la préparation et la présentation de sa demande d'augmentation des tarifs, sur la synergie des processus pour réduire les coûts, et sur le maintien de la fiabilité du réseau.

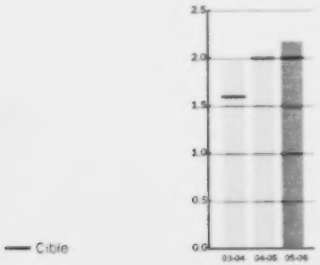
Réalisations

Pour la première fois depuis 1993, Distribution Énergie NB s'est présentée devant la CESP pour présenter une demande d'augmentation moyenne de 11,4 % de ses tarifs. Distribution Énergie NB a demandé l'augmentation de ses tarifs pour faire face au manque à gagner prévu de 123 millions de dollars en 2006-2007, suscité essentiellement par l'augmentation phénoménale du prix des combustibles.

Au cours du processus de la demande tarifaire, Distribution Énergie NB a dû répondre à environ 2000 demandes de renseignements et participer à 56 jours d'audiences qui ont produit plus de 6000 pages de transcription. En fin de compte, la CESP a accepté les coûts de Distribution Énergie NB, et à ce titre, elle a reconnu que Distribution Énergie NB contrôle ses coûts et gère ses activités de façon efficace. Après avoir étudié la décision de la CESP, le gouvernement provincial a annoncé une augmentation générale de 6,9 % des tarifs devant entrer en vigueur en juillet 2006.

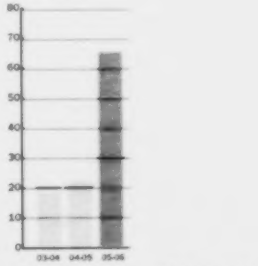
Les réductions des effectifs dans le cadre du programme d'excellence en affaires se sont avérées un défi pour de nombreux employés de Distribution Énergie NB, qui ont dû s'adapter à de nouveaux rôles et responsabilités, ainsi qu'à d'importantes modifications apportées aux processus de fonctionnement. En avril 2005, Distribution Énergie NB a entrepris un examen des possibilités pour renforcer sa structure organisationnelle. Elle a établi des centres d'excellence en vue de centraliser les activités provinciales à un seul lieu de travail. De plus, l'instauration et l'amélioration d'autres systèmes de l'information ont permis à Distribution Énergie NB de bien gérer sa charge de travail actuelle malgré le nombre réduit d'employés.

Fiabilité du réseau - SAIFI
(fréquence)



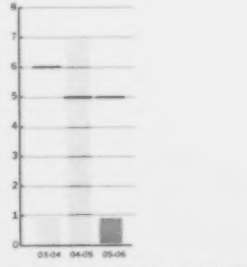
L'indice SAIFI indique le nombre moyen de pannes qui touchent chaque client du réseau de distribution au cours de l'année.

Délai de réponse moyen
(en secondes)



Délai de réponse moyen (DRM) s'entend du temps d'attente moyen d'un client avant que le préposé n'entre en communication avec lui.

Sécurité
(perte de travail)



Le nombre d'accidents avec perte de travail indique l'efficacité des programmes de sécurité et la force de la culture de sécurité.

Dans le cadre de la réduction des coûts, Distribution Énergie NB a mis sur pied un projet pilote d'estimation des compteurs. En raison de températures particulièrement clémentes, la formule d'estimation lui a causé un certain nombre de difficultés durant les mois d'hiver de l'essai. Voyant les résultats de l'essai pilote, Distribution Énergie NB a interrompu son projet d'estimation des compteurs.

Le 20 janvier 2006, la mise en œuvre à l'échelle provinciale de la première étape du système de gestion des équipes de travail s'est déroulée dans le respect des échéances et des budgets. Le projet visait à améliorer la productivité fonctionnelle et l'accès aux renseignements de fonctionnement clés, à optimiser les investissements de Distribution Énergie NB dans les technologies existantes, et à réduire les coûts d'exploitation de Distribution Énergie NB. Le système assure aussi une base pour les prochaines étapes qui permettront à Distribution Énergie NB de rationaliser davantage ses méthodes de travail pour être en mesure de répondre plus efficacement aux demandes de la clientèle.

Divers

Tout au long de l'exercice, Distribution Énergie NB a livré l'électricité en respectant l'environnement. Elle a géré ses procédés en fonction des normes ISO 14001 et à l'aide du système de gestion environnementale.

Compte tenu des normes d'inclusion des ressources renouvelables et des nouveaux développements au plan écologique, les activités ont augmenté dans ce domaine. En juillet 2005, Distribution Énergie NB a mis en œuvre une politique en matière de mesurage nette. La politique permet à des producteurs d'énergie ne faisant pas partie du groupe d'entreprises Énergie NB de produire de l'énergie à partir de ressources renouvelables, et de se brancher au réseau de distribution. En octobre 2005, Distribution Énergie NB a lancé une demande de déclaration d'intérêt pour le développement de la production éolienne.

Dans l'ensemble de ses activités, Distribution Énergie NB a su garder une très bon dossier de sécurité avec un seul accident entraînant une perte travail; elle a aussi redirigé l'accent sur la sécurité publique grâce à une campagne réaménagée, en mars 2006. Elle a également apporté des améliorations à la formation des dirigeants et a insisté sur une mentalité de prévention.

Distribution Énergie NB continue à jouir de relations de travail positives avec la FIOE et dispose d'une convention collective valide jusqu'en décembre 2007.

Plans futurs

Distribution Énergie NB continuera à viser d'autres limitations de coût en modifiant des processus, ou à l'aide de changements de technologie et de mentalité. Elle étudiera aussi les possibilités qui permettraient de satisfaire les attentes de la clientèle tout en rationalisant les coûts.

Distribution Énergie NB

Nombre de postes	647
Nombre de clients directs	328 771
Nombre de clients indirects (usage en gros)	41 889
Nombre d'appels faits et reçus par an (sortants et entrants)	856 000
Nombre de poteaux	366 000
Nombred de km de lignes primaires	20 045
Valeur comptable nette des biens immobilisés (en millions de dollars)	539 $

Rendement financier 2005/06

Rendement Financier

Discussion et analyse de gestion. 20

Rapport de la direction et rapport des vérifi cateurs 32

États financiers combinés 33

Notes complémentaires aux états fi nanciers combinés 37

Aperçu statistique. 54

Discussion et analyse de gestion

La Discussion et analyse de gestion passe en revue les résultats financiers de l'exploitation pour l'exercice prenant fin le 31 mars 2006, comparativement à l'exercice précédent. Il faut lire cette section de pair avec les états financiers combinés et les notes complémentaires. Les états financiers combinés comprennent les comptes de la Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick (Holding Énergie NB) et ceux de ses filiales :

- la Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick (Production Énergie NB)*
- la Corporation d'énergie nucléaire Nouveau-Brunswick (Énergie nucléaire NB)
- la Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick (Transport Énergie NB)
- la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick (Distribution Énergie NB)

* comprend la Corporation de Coleson Cove Énergie Nouveau-Brunswick (« Coleson Cove »), constituée comme filiale de Production Énergie NB lors de la restructuration, et NB Coal Limited (« NB Coal »).

Collectivement, on les désigne sous l'appellation groupe d'entreprises Énergie NB ou Société.

Viabilité financière

Le groupe d'entreprises Énergie NB a enregistré un bénéfice net de 96 millions de dollars en 2005-2006, comparativement à un bénéfice net de neuf millions de dollars en 2004-2005.

Quatre principaux facteurs ont contribué à l'amélioration d'une année à l'autre : une hydraulicité nettement supérieure à la moyenne; l'incidence de l'ouragan Katrina sur les prix du gaz naturel, qui a fait augmenter les prix d'exportation de notre énergie excédentaire vers le marché de la Nouvelle-Angleterre; la demande provinciale inférieure en période hivernale, ce qui a accru la disponibilité de l'énergie excédentaire pour le marché à l'exportation; et enfin, le programme d'excellence en affaires de la Société.

L'augmentation de l'hydraulicité de 43 % supérieure à la moyenne à long terme a entraîné une diminution de 50 millions de dollars en coûts d'énergie et une augmentation de 74 millions de dollars des ventes hors-provinces attribuable à une augmentation du prix moyen de l'énergie exportée.

De plus, le Nouveau-Brunswick a connu des températures hivernales plus chaudes que la normale, ce qui a entraîné une baisse de la consommation d'énergie pour le chauffage des maisons. Le groupe a été en mesure de vendre son énergie excédentaire sur les marchés d'exportation à des moments où le prix de l'électricité y était supérieur à la moyenne.

Les recettes totales ont été de 1585 millions de dollars en 2005-2006, ce qui correspond à une augmentation de 182 millions de dollars, soit de 13 %, par rapport à 2004-2005. Les recettes provenant des ventes hors de la province se sont accrues de 128 millions de dollars ou de 51 % par rapport à 2004-2005.

Le programme d'excellence en affaires comprend une diminution des coûts, une réduction de 10 % des effectifs, une amélioration de la planification commerciale et de la budgétisation, et l'introduction d'une méthodologie du tableau de bord prospectif pour augmenter l'efficacité et réduire les coûts. Ensemble, les initiatives de réduction des effectifs et des coûts ont mené à une diminution des coûts annuels de 40 millions de dollars pour l'année 2005-2006 et pour les années à venir.

Stratégie en matière de tarifs

Une partie considérable de la capacité de production du groupe est alimentée au mazout, au charbon et au gaz naturel. En raison de la hausse persistante du prix des combustibles fossiles au cours des dernières années, le groupe d'entreprises Énergie NB a présenté une demande de révision des tarifs auprès de la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick (CESP).

Distribution Énergie NB a demandé que l'on approuve une hausse globale de ses tarifs en service continu de l'ordre de 11,4 % à compter du 1er avril 2006. Distribution Énergie NB visait ainsi à récupérer le manque à gagner – en grande partie attribuable à la hausse du prix des combustibles – de 123 millions de dollars prévu au budget de l'exercice 2006-2007.

Le 19 juin 2006, la CESP a approuvé une augmentation globale des tarifs de l'ordre de 9,6 %, en vigueur le 1er août 2006. Le 30 juin 2006, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a modifié la décision de la CESP en vertu du paragraphe 105(5) de la *Loi sur l'électricité*. Le lieutenant-gouverneur en conseil a fixé l'augmentation globale des tarifs à 6,9 %. En vertu du paragraphe 105(2), le lieutenant-gouverneur en conseil a décrété que la hausse des tarifs entrerait en vigueur le 1er juillet 2006. L'exercice 2006-2007 se soldera donc par un manque à gagner escompté de 68 millions de dollars.

Développement des affairs

Le groupe d'entreprises Énergie NB poursuit son programme d'excellence en affaires afin de réduire les coûts d'exploitation et de transformer le groupe en un organisme plus commercial grâce à l'amélioration de la planification commerciale et de la budgétisation, et à l'introduction de la méthodologie du tableau de bord prospectif pour améliorer l'efficacité. En plus de miser sur son programme d'excellence en affaires, le groupe poursuit également ses projets de développement à long terme.

Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

Le 29 juillet 2005, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a annoncé son appui envers la recommandation du Conseil de procéder à la remise à neuf de la centrale en collaboration avec Énergie atomique du Canada limitée (EACL), le concepteur d'origine de la centrale. Le projet de remise à neuf devrait prolonger la vie utile de la centrale jusqu'en 2034, approvisionnant ainsi le groupe d'entreprises Énergie NB en électricité provenant d'une source de combustible dont le prix n'est pas sujet à l'instabilité. De plus, la centrale

remise à neuf conservera un avantage environnemental en produisant de l'électricité sans rejeter des quantités considérables de dioxyde de carbone, de dioxyde de soufre et d'oxyde d'azote.

La planification du projet a commencé en 2000 par l'établissement de la portée adéquate des travaux de remise à neuf et de leur calendrier. Approuvé en 2005, le projet est maintenant bien amorcé. Le projet culminera en un arrêt prévu de 18 mois qui commencera en avril 2008 pour prendre fin en septembre 2009.

La fiabilité d'une centrale accablée par des difficultés de vieillissement des équipements répresente un risque d'affaires constant pour Énergie nucléaire NB. Ce projet de un milliard de dollars comportera le remplacement des 380 assemblages de canaux de combustible et de tubes de calandre, ainsi que des tuyaux d'alimentation. D'autres éléments de l'équipement seront aussi remplacés, inspectés et mis à niveau pour permettre à la centrale de rester en exploitation pour la durée de sa vie utile prolongée.

Préparation pour la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

Production Énergie NB doit faire face au défi de préparer son réseau de production pour qu'il fonctionne à un degré élevé de disponibilité entre octobre 2007 et avril 2010, soit pendant la période de l'arrêt pour la remise à neuf et pendant les mois d'hiver qui le précèdent et le suivent.

Transport Énergie NB est en train de préparer le réseau de transport pour augmenter les capacités d'importation d'énergie pendant que la centrale nucléaire sera hors-service. Transport Énergie NB effectue aussi un entretien proactif pour assurer la fiabilité du réseau.

Production Énergie NB et Distribution Énergie NB collaborent pour élaborer une stratégie globale pour remplacer la capacité et l'énergie pendant la remise à neuf de la centrale. La stratégie prendra en considération les éléments d'actif de Production Énergie NB, l'état du marché et la disponibilité d'énergie auprès de tierces parties, les besoins connexes de transport et les questions de tarification.

Ligne internationale de transport

En 2001, Transport Énergie NB s'est associée à Bangor Hydro pour construire la ligne internationale de transport de 345 kilovolts entre le poste de sectionnement de Point Lepreau et Icelui de Orrington (Maine), au sud de Bangor. Le projet de soixante millions de dollars donnera une seconde interconnexion importante entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle Angleterre. Il renforce aussi la fiabilité et l'efficacité du réseau, et devrait permettre un plus grand développement du marché.

La ligne devrait entrer en service en décembre 2007. Les préparatifs en vue de la construction se sont poursuivis toute l'année. En juin 2005, le trajet précis de la ligne internationale de transport en territoire canadien a été approuvé. Transport Énergie NB a préparé les documents nécessaires aux travaux de terrain conformément au certificat de commodité et de nécessité publiques de l'Office national de l'énergie et les approbations ont été obtenues en décembre 2005. Dès janvier 2006, tous les permis avaient été obtenus pour la construction sur le territoire canadien et sur celui des États-Unis.

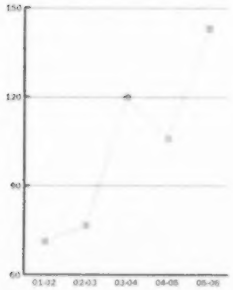
Combustibles de remplacement

La centrale au mazout de Coleson Cove de Production Énergie NB fournit une importante partie de l'énergie destinée à l'alimentation de la province et aux ventes à l'exportation. En réaction à la croissance du prix du pétrole et de la possibilité pour la centrale de Coleson Cove de consommer d'autres combustibles liquides, Production Énergie NB a commencé à étudier des combustibles de remplacement moins onéreux. Des efforts de recherche et développement sont en cours et Production Énergie NB espère arrêter sa décision pour un combustible de remplacement en 2006-2007.

Discussion et analyse de gestion

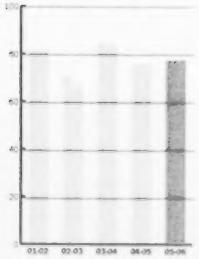
Production hyroélectrique nette

% de la moyenne à long terme



Facteur de capacité net de Point Lepreau

Pourcentage



Prix du mazout lourd

moyenne $ US, baril

Statistiques financières et d'exploitation

Facteurs relatifs au rendement financier et d'exploitation	2005-06	2004-05	2003-04
Production hydroélectrique nette exprimée en pourcentage de la moyenne à long terme	**143 %**	106 %	120 %
Facteur de capacité net de la centrale de Point Lepreau	**78,4 %**	76,7 %	85,6 %
Prix moyen du mazout lourd ($ US/baril Platt's NY 3 %)	**40,42 $**	26,50 $	23,23 $
Prix moyen du gaz naturel ($ US/mmBTU)	**9,35**	6,12	5,44
Prix moyen de reference ICR* ($ US/tonne)	**53,82 $**	65,32 $	46,91 $
Prix moyens pour la puissance de pointe de la Nouvelle-Angleterre ($ US/MWh)**	**84,27 $**	59,85 $	48,58 $
Dollar canadien au 31 mars (équivalent en $ US)	**0,857 $**	0,828 $	0,763 $

* International Coal Report ** nets des pertes marginales et des coûts de congestion

Les facteurs suivants ont un effet important sur le rendement financier, car ils influent sur le coût de production ou sur la compétitivité des prix des marchés à l'exportation.

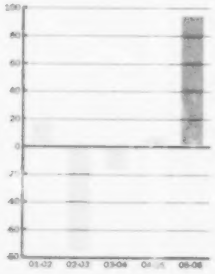
- **Production hydroélectrique** – L'énergie hydroélectrique, la source la plus économique qu'utilise le groupe d'entreprises Énergie NB pour produire de l'électricité, correspond habituellement à 15 % de la production totale du groupe. Cependant, lorsque les niveaux de l'eau sont plus bas que prévus, il faut utiliser d'autres combustibles plus chers, afin de pallier la carence, ce qui augmente les coûts de production. En revanche, lorsque les niveaux de l'eau se situent au-dessus des niveaux prévus, cela réduit l'utilisation d'autres combustibles plus dispendieux, d'où une réduction des coûts de production.
- **Production nucléaire** – Comme elle satisfait dans une proportion de 25 % à 30 % les besoins en électricité de la province, et qu'elle représente jusqu'à 25 % de la production totale, il est essentiel que la centrale Point Lepreau offre une production constante pour assurer des résultats financiers positifs. Des arrêts d'entretien ont été prévus chaque année, l'accent étant mis sur l'inspection des tuyaux d'alimentation. Le rendement de la production nucléaire demeure un risque d'affaires permanent pour la Société.
- **Prix du pétrole** – Le mazout lourd correspond habituellement à 35 % des coûts du combustible et des achats d'énergie, et on s'en sert aussi comme combustible de remplacement en l'absence d'une production nucléaire ou hydroélectrique à faible coût. Pour réduire son exposition à court et à moyen terme aux variations du prix du mazout lourd, la Société couvre 18 mois à l'avance ses besoins prévus pour la province et pour ses exportations garanties.
- **Prix du gaz naturel** – Le groupe dispose de deux contrats d'achat d'énergie rattachés au prix du gaz naturel dont les fluctuations auront un effet sur le coût des achats pour alimenter la charge dans la province. La Société se prémunit contre un pourcentage important de cette exposition aux fluctuations. Ces contrats constituent de 25 % à 30 % du coût total du combustible et des achats d'énergie.
- **Prix du charbon** – Le prix du charbon constitue 15 % du coût total du combustible et des achats d'énergie. On l'achète par l'entremise de contrats d'un ou de deux ans attribués à la suite d'appels d'offres.
- **Taux de change** – Le groupe d'entreprises Énergie NB est exposé à des risques liés au taux de change en raison des achats de combustible et d'énergie qui se font en devises américaines pour des montants qui dépassent les recettes en devises américaines. La Société couvre à l'avance une part importante des risques associés aux besoins connus et prévus en devises américaines.

Survol de la Discussion et de l'analyse de gestion

Rendement financier (en millions de dollars)	**2005-06**	2004-05	2003-04
Bénéfice net (perte nette)	**96 $**	9 $	(18) $
Encaisse d'exploitation	**319 $**	245 $	256 $
Encaissements (décaissements) disponibles	**54 $**	(161) $	(376) $
Réduction (augmentation) de la dette nette	**26 $**	204 $	(321) $

Ratios et pourcentages financiers	**2005-06**	2004-05	2003-04
Marge d'exploitation	**21%**	14%	14%
Encaisse d'exploitation/dépenses en investissements	**1,53x**	0,72x	0,52x
Encaisse d'exploitation/dette totale	**0,10x**	0,08x	0,08x
Pourcentage de la dette dans la structure du capital	**93%**	96%	106%
Taux de couverture des intérêts	**1,74x**	0,97x	0,88x

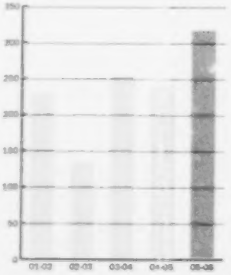
Bénéfice net (perte nette)
en millions de dollars



Le groupe d'entreprises Énergie NB a enregistré un bénéfice net de 96 millions de dollars en 2005-2006, comparativement à un bénéfice net de neuf millions de dollars en 2004-2005.

Le principal facteur qui a contribué au changement, d'une année à l'autre, du revenu net a été l'augmentation de 116 millions de dollars de la marge brute. D'un apport important à l'augmentation ont été une hydraulicité de 43 % plus élevée que sa moyenne à long terme, ce qui a réduit les coûts de l'énergie de 50 millions de dollars, ainsi qu'une hausse des recettes de 74 millions de dollars attribuable à une augmentation du prix moyen de l'énergie exportée.

Encaisse d'exploitation
en millions de dollars



Parmi les autres facteurs qui ont contribué à l'évolution du bénéfice net d'un exercice à l'autre, notons :

- l'augmentation des recettes provenant des ventes dans la province en raison de l'instauration d'une augmentation des tarifs, atténuée par des ventes plus faibles à cause du climat plus chaud, ainsi que par des prix et des volumes d'énergie interruptible moins élevés,
- la réduction des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable surtout à la réduction des coûts de la main-d'œuvre découlant d'un programme de réduction des effectifs l'année précédente.

Les autres facteurs qui ont atténué l'effet de ces changements positifs sont :

- le prix globalement plus élevé du combustible et des achats d'électricité;
- des paiements spéciaux tenant lieu d'impôt sur le revenu plus élevés à cause des recettes plus élevées.

Discussion et analyse de gestion

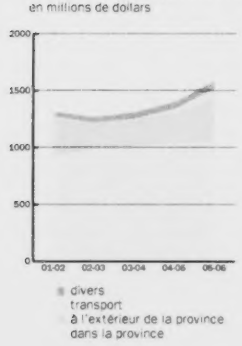
Survol de la Discussion et de l'analyse de gestion (*Suite*)

L'encaisse d'exploitation en 2005-2006 a augmenté de 74 millions de dollars pour s'établir à 319 millions de dollars. Cela s'explique essentiellement par la hausse des produits nets.

La dette du groupe d'entreprises Énergie NB a diminué de 26 millions de dollars en 2005-2006, grâce à un flux de trésorerie positif dans les activités, diminution largement atténuée par les emprunts nécessaires au projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau.

Résultats d'exploitation pour 2005-06

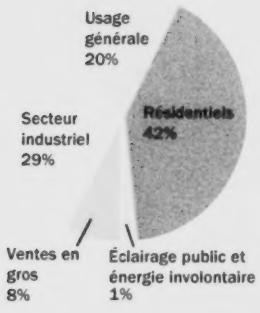
Analyse des produits



Aperçu des produits (en millions de dollars)	**2005-06**	2004-05	2003-04
Ventes d'énergie			
Dans la province	**1 056 $**	1 049 $	1 009 $
À l'extérieur	**379**	251	246
Divers	**73**	62	56
Transport	**77**	41	-
Totale des produits	**1 585 $**	1 403 $	1 311 $
Pourcentage de hausse d'une année à l'autre	**13 %**	7 %	3 %

Les recettes totales ont été de 1585 millions de dollars en 2005-2006, ce qui correspond à une augmentation de 182 millions de dollars, soit 13 %, par rapport à 2004-2005.

Produits dans la province



Produits dans la province (en millions de dollars)	**2005-06**	2004-05	2003-04
Résidentiels	**436 $**	427 $	409 $
Industriel	**310**	319	306
Usage général	**213**	203	196
Ventes en gros	**82**	81	80
Éclairage public et énergie involontaire	**15**	19	18
Total	**1 056 $**	1 049 $	1 009 $
GWh	**13 886**	14 606	14 648

Les recettes dans la province se sont établies à 1056 millions de dollars en 2005-2006, soit une hausse de sept millions de dollars ou de 0,7 % sur 2004-2005. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'une année à l'autre :

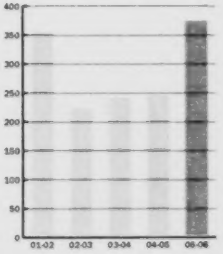
- l'augmentation des tarifs de 3 % en moyenne entrée en vigueur le 31 mars 2005, et une autre augmentation de 3 % en juillet 2005, qui ont accru les recettes de 59 millions de dollars,

atténuées par :

- un volume de ventes moins élevé à cause d'une température plus clémente qu'à l'habitude, ce qui a fait baisser les recettes de 27 millions de dollars;
- un volume de ventes moins élevé à cause de grèves et de fermetures dans l'industrie des pâtes et papiers, ce qui a fait baisser les produits de 8 millions de dollars;
- des ventes moins importantes d'énergie interruptible, ce qui a fait baisser les produits de douze millions de dollars;
- des frais net des d'énergie involontaire versés par Production Énergie NB et Énergie nucléaire NB à l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (l'Exploitant du réseau), qui ont fait baisser les produits de cinq millions de dollars. (Ceci a été pondéré par un crédit de redistribution net versé à Distribution Énergie NB par l'Exploitant du réseau pour des coûts de combustible et d'achat d'énergie, suscitant une réduction globale nette des produits nets de 1 millions de dollars.)

Produits de l'extérieur de la province (en millions)	**2005-06**	2004-05	2003-04
Produits	**379 $**	251 $	246 $
GWh	**4 682**	3 813	3 922

Produits de l'extérieur de la province
en millions de dollars



En 2005-2006, les produits provenant de l'extérieur de la province ont augmenté de 128 millions de dollars, soit de 51 % sur 2004-2005. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'une année à l'autre :

- une augmentation de 54 millions de dollars découlant de l'accroissement de l'énergie disponible pour la vente à cause d'une demande intraprovinciale plus faible et d'un meilleur rendement hydraulique;
- une hausse des recettes de 74 millions de dollars attribuable aux prix moyens plus élevés des exportations d'énergie.

Produits divers

Les produits divers proviennent essentiellement de la location de chauffe-eau, de frais d'utilisation des poteaux, de la vente de vapeur et de sous-produits, ainsi que de frais relatifs au personnel affecté à l'Exploitant du réseau (après le 1er octobre 2004). Les revenus divers ont augmenté de onze millions de dollars ou de 18 % en 2004-2005 pour se chiffrer à 73 millions de dollars en 2005-2006, surtout en raison de l'accroissement de facturation de tierces parties, de la vente de vapeur et de la location de chauffe-eau.

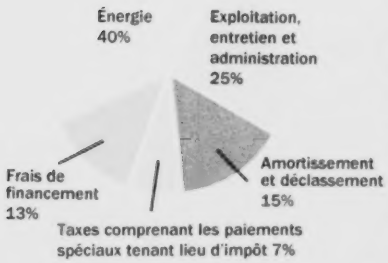
Produits et dépenses de transport

Les produits de transport proviennent des frais récupérés auprès de l'Exploitant du réseau pour respecter les exigences relatives aux produits de transport de l'énergie. Les dépenses de transport comprennent les charges pour les frais de raccordement, la tarification du transport point à point, et les services d'ordonnancement.

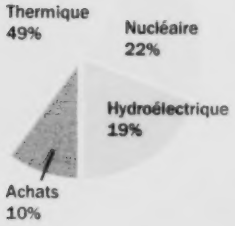
Les produits de transport ont été de 77 millions de dollars, une augmentation de 36 millions de dollars sur l'année précédente. Les dépenses de transport ont été de 86 millions de dollars, soit une augmentation de 40 millions de dollars sur l'année précédente. Ces augmentations sont principalement dues au fait que les chiffres de l'année précédente tiennent seulement compte d'une période de six mois commençant le 1er octobre 2004.

Discussion et analyse de gestion

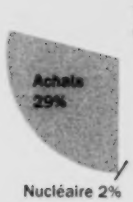
Dépenses totales



Production GWh



Combustibles et achat d'énergie



Dépenses

Aperçu des dépenses (en millions de dollars)	**2005-06**		2004-05		2003-04	
	$	**%**	$	%	$	%
Combustibles et achat d'énergie	**512 $**	**34%**	497 $	36%	467 $	36%
Exploitation, entretien et administration	**373**	**25**	384	28	355	27
Amortissement et déclassement	**217**	**15**	219	15	213	16
Transport	**86**	**6**	46	3	-	-
Taxes	**47**	**3**	41	3	33	2
Radiation des liés au système de manutention coûts de combustible	**-**	**-**	-	-	44	3
Frais de financement	**199**	**13**	202	15	217	16
Paiements spéciaux	**55**	**4**	5	-	-	-
Total	**1489 $**	**100%**	1394 $	100%	1329 $	100%
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre		**7%**		5%		(2%)

Les dépenses totales ont augmenté de 7 % pour passer à 1489 millions de dollars en 2005-2006. Cette augmentation de 95 millions de dollars est attribuable aux facteurs suivants :

- une augmentation de 15 millions de dollars des coûts liés aux combustibles et aux achats d'énergie, attribuable à des prix généralement plus élevés de l'énergie achetée, compensée par une hydraulicité supérieure à la moyenne et une production nucléaire accrue;
- une augmentation de 40 millions de dollars en frais de transport versés à l'Exploitant du réseau;
- une augmentation de 56 millions de dollars en paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur le revenu et sur le capital versés à la Corporation Corporation financière du Nouveau-Brunswick (Corporation financière d'électricité), et des impôts fonciers,

et atténuée par :

- une réduction de 11 millions de dollars des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration, surtout à cause de coûts réduits de main-d'œuvre, ainsi que des charges associées aux pensions de retraite et aux retraites anticipées grâce au programme de réduction des effectifs de l'année précédente;
- une baisse de 3 millions de dollars des frais de financement à cause de la restructuration d'Énergie NB en 2004-2005;
- une diminution de 2 millions de dollars au titre des dépenses d'amortissement et de déclassement.

Combustibles et achats d'énergie (en millions de dollars)	**2005-06**		2004-05		2003-04	
	$	**%**	$	%	$	%
Hydroélectrique	**0 $**	**0%**	0 $	0%	0 $	0%
Nucléaire	**11**	**2**	9	2	10	2
Thermique	**351**	**69**	366	74	364	78
Achats	**150**	**29**	122	24	93	20
Total	**512 $**	**100%**	497 $	100%	467 $	100%

Le coût des combustibles et des achats d'énergie a été de 512 millions de dollars en 2005-2006, une augmentation de 15 millions de dollars, soit de % sur 2004-2005. Le mazout lourd correspond à 35 % de ces dépenses, alors que les achats d'énergie auprès d'entreprises d'électricité en Nouvelle-Écosse, au Maine, au Québec et au Nouveau-Brunswick ont compté pour 29 % de celles-ci. L'augmentation des coûts des combustibles et des achats d'énergie d'une année à l'autre est attribuable aux facteurs suivants :

- globalement, le prix du combustible et des achats d'électricité a été plus élevé en moyenne, ce qui a fait augmenter les coûts de 68 millions de dollars;
- des charges plus fortes en général ont fait augmenter les coûts de 2 millions de dollars,

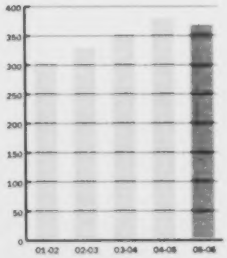
atténuée par :

- l'hydraulicité plus élevé à 143 % de la moyenne à long terme en 2005-2006, comparativement à 106 % en 2004-2005, causant une réduction des coûts de l'énergie de 50 millions de dollars;
- un facteur de capacité net de Point Lepreau de 78,4 % en 2005-2006, comparativement à 76,7 % en 2004-2005, faisant ainsi baisser les coûts de production de 5 millions de dollars.

Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration

(en millions de dollars)	**2005-06**	2004-05	2003-04
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	**373 $**	384 $	355 $

Frais d'exploitation, d'entretien et d'admin
en millions de dollars



Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été de 373 millions de dollars en 2005-2006, une diminution de 11 millions de dollars ou de 3 % par rapport à 2004-2005. Cette diminution est attribuable surtout aux facteurs suivants :

- les coûts de main-d'œuvre, ainsi que les charges de retraite anticipée et de pensions de retraite ont été moins élevés de 31 millions de dollars à cause du programme de redressement des effectifs de l'année précédente qui avait réduit de 10 % les effectifs de la Société.

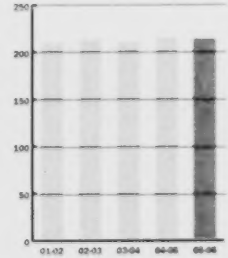
atténuée par :

- une augmentation des coûts de 20 millions de dollars découlant des coûts des audiences devant les organismes de réglementation, de ceux de la mise à l'arrêt et de l'entretien des centrales, ainsi qu'une plus grande provision pour créances douteuses et pour la désuétude des stocks.

Amortissement et déclassement

(en millions de dollars)	**2005-06**	2004-05	2003-04
Amortissement et déclassement	**217 $**	219 $	213 $

Amortissement et déclassement
en millions de dollars



Les dépenses d'amortissement et de déclassement se sont établies à 217 millions de dollars en 2005-2006, soit 2 millions de dollars ou 1 % de moins qu'en 2004-2005. Cette réduction est attribuable surtout à :

- l'ajustement de la durée de vie utile des installations nucléaires, réduisant les frais d'amortissement de 19 millions de dollars,

atténuée par :

- une augmentation de 17 millions de dollars des dépenses d'amortissement des installations thermiques, attribuable surtout à la fin du projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove et à ce que ces éléments d'actifs ont été en service pendant toute la durée de l'exercice 2005-2006.

Discussion et analyse de gestion

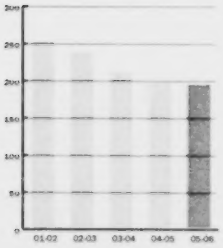
Taxes (en millions de dollars)	**2005-06**	2004-05	2003-04
Taxes	**47 $**	41 $	33 $

Les taxes autres que les paiements spéciaux tenant lieu d'impôt sur le revenu ont été de 47 millions de dollars en 2005-2006, une augmentation de 6 millions de dollars, soit de 15 % sur 2004-2006. Cela est dû surtout au versement à la Corporation Corporation financière de paiements spéciaux en remplacement de l'impôt provincial sur le capital.

Radiation des coûts liés au système de manutention du combustible (en millions de dollars)	**2005-06**	2004-05	2003-04
Radiation des coûts liés au système de manutention du combustible	**- $**	- $	44 $

La radiation non récurrente en mars 2004 est liée aux dépenses engagées pour le développement et la construction d'une installation de déchargement pour la livraison du combustible Orimulsion[MD] à la centrale de Coleson Cove.

Frais de financement
en millions de dollars



Frais de financement (en millions de dollars)	**2005-06**	2004-05	2003-04
Frais de financement	**199 $**	202 $	217 $

Les frais de financement ont été de 199 millions de dollars en 2005-2006, une diminution de 3 millions de dollars, soit 1 % sur 2004-2005. La réduction de la dette par suite de la réorganisation de la Société en 2004-2005 a été la principale cause de cette diminution, pondérée par une augmentation des frais d'intérêt liés à la réalisation du projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove et des frais de financement connexes pris dans les revenus.

Paiements spéciaux tenant lieu d'impôt sur le revenu (en millions de dollars)	**2005-06**	2004-05	2003-04
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôt sur le revenu	**55 $**	5 $	- $

À compter du 1er octobre 2004, le groupe d'entreprises Énergie NB a dû verser des paiements spéciaux tenant lieu d'impôt sur le revenu à la Corporation Corporation financière. Ces paiements comportent un volet d'impôt sur le revenu en fonction du bénéfice comptable net et un volet d'impôt fédéral sur le capital.

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôt sur le revenu ont été de 55 millions de dollars en 2005-2006, une augmentation de 50 millions de dollars sur 2004-2005. Cette augmentation est due à l'augmentation des recettes en 2005-2006, les recettes de l'année entière étant assujetties à ces paiements spéciaux.

Liquidités et ressources en capital

Dépenses d'investissement (en millions de dollars)	**2005-06**	2004-05	2003-04
Dépenses d'investissement pour projets importants	**102 $**	220 $	**412 $**
Dépenses d'investissement pour projets normaux	**107**	115	85
Total des dépenses d'investissement	**209 $**	335 $	497 $

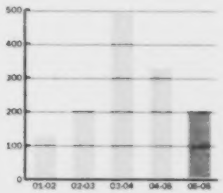
Les dépenses d'investissement, déduction faite du produit d'aliénations et des contributions des clients, ont été de 209 millions de dollars en 2005-2006. Cette baisse de 126 millions de dollars, soit de 38 % sur 2004-2005, est due aux facteurs suivants :

- la baisse de 207 millions de dollars des dépenses sur le projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove, étant donné que le projet s'est terminé en décembre 2004;
- une diminution de 8 millions de dollars des dépenses ordinaires d'investissement,

atténuée par :

- une augmentation de 89 millions de dollars des dépenses du projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau.

Dépenses d'investissement
en millions de dollars



Encaisse d'exploitation (en millions de dollars)	**2005-06**	2004-05	2003-04
Encaisse d'exploitation	**319 $**	245 $	256 $

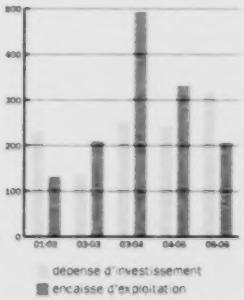
L'encaisse d'exploitation a augmenté de 74 millions de dollars en 2005-2006 pour se chiffrer à 319 millions de dollars. La hausse découle surtout de l'augmentation du bénéfice net.

Encaissements (décaissements) libres (en millions de dollars)	**2005-06**	2004-05	2003-04
Encaisse d'exploitation	**319 $**	245 $	256 $
Dépenses d'investissement	**(209)**	(335)	(497)
Autres investissements	**-**	(6)	-
Réduction (augmentation) du fonds de roulement	**(11)**	(51)	29
Fonds au titre du déclassement nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié – versements et bénéfice	**(40)**	(13)	(156)
Autre	**(5)**	(1)	(8)
Encaissements (décaissements) libres	**54 $**	(161) $	(376) $

Les encaissements libres se sont chiffrés à 54 millions de dollars en 2005-2006, soit 215 millions de dollars de plus qu'en 2004-2005. Les principales raisons de cette augmentation sont :

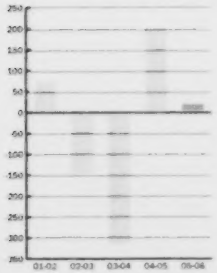
- la réduction des dépenses d'investissement;
- des encaisses d'exploitation accrues étant donné l'accroissement du bénéfice net.

Composants des encaissements libres
en millions de dollars



Discussion et analyse de gestion

Réduction de la dette nette
en millions de dollars



Réduction (augmentation) de la dette nette (en millions de dollars)	**2005-06**	2004-05	2003-04
Encaissements (décaissements) libres	**54 $**	(161) $	(376) $
Redressement des opérations de change et frais de la dette reportée	**-**	(3)	-
Réduction nette de la dette causée par la restructuration	**-**	365	-
Dividendes versés	**(11)**	-	-
Changement dans l'encaisse	**(17)**	3	55
Réduction (augmentation) de la dette nette	**26 $**	204 $	(321) $

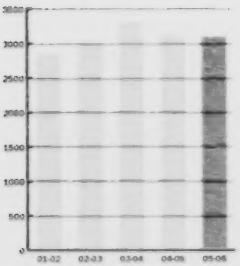
La dette nette a reculé de 26 millions de dollars en 2005-2006. Cela est dû surtout aux facteurs suivants :

- l'augmentation des encaisses disponibles,

atténuée par :

- le paiement de dividendes;
- l'augmentation de l'encaisse de clôture.

Total de la dette nette
en millions de dollars



Total de la dette nette (en millions de dollars)	**2005-06**	2004-05	2003-04
Dette à long terme	**2 887 $**	2 816 $	2 883* $
Dette à court terme	**243**	340	477
Total de la dette nette	**3 130 $**	3 156 $	3 360 $
Dette/capital	**93 %**	96 %	106 %
Encaisse d'exploitation/dette totale	**0,10 x**	0,08 x	0,08 x

* Dette à long terme, nette des investissements du fonds d'amortissement

Les niveaux d'endettement de la Société augmenteront dans les années à venir avec la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau et la construction de la seconde ligne internationale de transport. Le niveau des emprunts à court terme fluctue selon les dates d'échéance de la dette et les besoins d'investissement en immobilisations. Depuis la restructuration du 1er octobre 2004, la Société émet des obligations à long et à court terme à la Corporation Corporation financière. En vertu de l'autorité que lui confère la *Loi sur l'électricité*, la Corporation Corporation financière émet des titres de créance au nom du gouvernement du Nouveau-Brunswick.

Principales estimations comptables

Amortissement

Le groupe d'entreprises Énergie NB a un processus d'examen de l'amortissement par lequel la durée de vie des principales catégories d'éléments actifs est examinée aux cinq ans, ou plus souvent selon les circonstances. Ces examens comprennent l'inspection matérielle de l'élément d'actif et l'examen des dossiers d'entretien et de mise hors service, de la désuétude technologique et des pratiques dans l'industrie. Les estimations actuelles de la vie utile des éléments d'actif sont présentées à la note 4(a) des états financiers.

Les dépenses d'amortissement pour l'exercice se terminant le 31 mars 2006 sont de 200 millions de dollars (2005 – 201 millions de dollars).

Déclassement de la centrale et gestion des déchets de combustible nucléaire

Depuis le 1er avril 2002, le groupe d'entreprises Énergie NB a adopté la norme de l'Institut canadien des comptables agréés pour les obligations au titre de la mise hors service de biens pour lesquelles il faut constater la valeur actuelle nette lorsque les obligations sont prises. Les principales hypothèses sur lesquelles sont basées les charges sont communiqués dans la note 18 des états financiers. Ces hypothèses sont mises à jour à intervalles réguliers.

Le gouvernement du Canada a promulgué la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* en 2002 qui a établi la Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN). L'organisme a pour mandat de recommander au gouvernement fédéral la meilleure approche pour gérer les déchets de combustible nucléaire. La SGDN a présenté ses recommandations au gouvernement fédéral en novembre 2005. L'approche choisie par le gouvernement fédéral pourrait modifier en profondeur les charges qui sont actuellement inscrites aux états financiers pour la gestion des déchets de combustible nucléaire.

Les dépenses liées au déclassement aux centrales thermiques et à la centrale nucléaire pour l'exercice se terminant le 31 mars 2006 sont de 17 millions de dollars (2005 – 18 millions de dollars).

Futures prestations des employés

Les employés du groupe d'entreprises Énergie NB cotisent au régime de retraite à prestations déterminées du gouvernement du Nouveau-Brunswick (voir la note 15 des états financiers). La Société a également un programme d'allocation de retraite et parfois des coûts liés à la retraite anticipée (voir la note 19).

Produits non facturés

Comme le groupe d'entreprises Énergie NB facture les clients résidentiels et de l'usage général de façon cyclique, les produits pour l'énergie fournie, mais non facturée à la fin de chaque exercice financier sont estimés et inscrits. Cette estimation s'appuie sur les relevés aux sous-stations et sur les tarifs moyens. Les produits constatés au 31 mars 2006 étaient de 36 millions de dollars (2005 – 36 millions de dollars).

Frais généraux liés aux projets d'immobilisations

Comme on l'indique dans la note 4(a) des états financiers, la Société ajoute des frais généraux aux projets d'immobilisations pour tenir compte des coûts indirects se rattachant à l'administration et à d'autres dépenses. Le montant des frais généraux imputés aux projets d'immobilisations au cours de l'exercice se terminant le 31 mars 2006 est de 11 millions de dollars (2005 – 11 millions de dollars).

Rapports de la direction et des vérificateurs

Rapport de la direction

Le 26 mai 2006

Les états financiers du groupe d'Énergie NB ont été dressés par la direction, qui est responsable de l'intégrité, de l'exactitude et de la justesse des données. Les principes comptables qui sont appliqués dans les états financiers sont ceux généralement reconnus au Canada. Les données financières présentées dans le rapport annuel sont conformes aux états financiers.

Des systèmes de contrôle interne et des procédures de soutien sont en vigueur afin de garantir l'autorisation des transactions, la protection des biens et la mise à jour des dossiers. Parmi ces contrôles et procédures, notons ce qui suit :

- la protection du système et divers contrôles financiers;
- des normes de qualité pour le recrutement et la formation des employés;
- un code de conduite;
- une structure organisationnelle qui permet une division claire des responsabilités;
- la responsabilisation en matière de rendement;
- la communication des politiques et des lignes directrices au sein de la Corporation.

Les contrôles internes sont analysés et évalués par des programmes de vérification qui sont soigneusement examinés par des vérificateurs externes.

La responsabilité finale des états financiers incombe au conseil d'administration. Le conseil est aidé en ça par le comité de vérification, qui analyse les recommandations des vérificateurs internes et externes en vue d'améliorer le contrôle interne et les mesures prises par la direction pour mettre en oeuvre les recommandations émises. Afin de remplir ses obligations et ses responsabilités, le comité de vérification se réunit régulièrement avec la direction et avec les vérificateurs internes et externes afin d'examiner la portée et le calendrier de leurs vérifications respectives, d'analyser leurs conclusions et de s'assurer qu'ils ont bien accompli leur mission. Le comité de vérification analyse les états financiers et les recommande au conseil d'administration afin qu'il les approuve.

Les vérificateurs externes de la Corporation, Deloitte & Touche LLP, ont procédé à un examen indépendant des états financiers selon les normes de vérification généralement reconnues au Canada, en effectuant les tests et les procédures qu'ils jugeaient nécessaires pour exprimer leur opinion dans le cadre du rapport des vérificateurs. Les vérificateurs externes disposent de toute la latitude nécessaire pour s'adresser au comité de vérification afin de discuter de leur vérification et de leurs conclusions relativement à l'intégrité des rapports financiers de la Corporation et à l'exactitude des systèmes de contrôle interne.

Le président-directeur général,

David D. Hay

David D. Hay

La vice-présidente, Finances,

Sharon MacFarlane

Sharon MacFarlane

Rapport des vérificateurs

Le 26 mai 2006

L'honorable Herménégilde Chiasson,
Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick
Fredericton (Nouveau-Brunswick)

Monsieur,

Nous avons vérifié le bilan combiné de la Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick (la Corporation) au 31 mars 2006 et les états des résultats et des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Corporation au 31 mars 2006 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Deloitte & Touche LLP

Deloitte & Touche LLP
Comptables agréés
Saint John (Nouveau-Brunswick)

État combiné des résultats Pour les exercices terminés les 31 mars (en millions)

Produits (Notes 3 et 5)	**2006**	2005
Ventes d'énergie		
À l'intérieur de la province	**1 056 $**	1 049 $
À l'extérieur de la province	**379**	251
Autres	**73**	62
Transport	**77**	41
	1 585	1 403
Charges		
Combustible et achats d'énergie	**512**	497
Transport (Note 3)	**86**	46
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	**373**	384
Amortissement et déclassement (note 6)	**217**	219
Impôts (Note 7)	**47**	41
	1 235	1 187
Bénéfice avant frais de financement et paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**350**	216
Frais de financement (Note 8)	**199**	202
Bénéfice avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**151**	14
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (Note 9)	**55**	5
Bénéfice net de l'exercice	**96 $**	**9 $**

État combiné du déficit Pour les exercices terminés les 31 mars (en millions)

	2006	2005
Déficit au début	**(191)$**	(195)$
Bénéfice net de l'exercice	**96**	9
Dividendes déclarés (Note 10)	**(12)**	(5)
Déficit à la fin	**(107)$**	**(191)$**

États financiers combinés

Bilan combiné au 31 mars (en millions)

	2006	2005
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme (Note 11)	**21 $**	4 $
Débiteurs (Note 21)	**208**	217
Matières, fournitures et combustible	**151**	106
Charges payées d'avance	**4**	3
	384	330
Immobilisations corporelles (Note 12)		
Terrains, bâtiments, installations et matériel, au coût	**6 501**	6 320
Moins : amortissement cumulé	**3 221**	3 047
	3 280	3 273
Actif à long terme		
Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible irradié (Note 13)	**229**	189
Autres placements (Note 14)	**6**	6
	235	195
Autres actifs		
Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (Note 9)	**-**	5
Prestations de retraite reportées (Note 15)	**70**	71
	70	76
Actif total	**3 969 $**	3 874 $

Au nom de la Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick

Le président du conseil, Le président-directeur général,

Derek H. Burney David D. Hay

Bilan combiné au 31 mars (en millions)

	2006	2005
Passif à court terme		
Dette à court terme (Note 16)	**243 $**	340 $
Créditeurs et charges à payer (Note 21)	**228**	199
Intérêts courus (Note 21)	**59**	60
Tranche à court terme de la dette à long terme (Note 17)	**232**	357
	762	956
Dette à long terme (Note 17)		
Débentures et autres emprunts	**2 655**	2 459
Passif reporté		
Déclassement des installations nucléaires et gestion du combustible irradié (Note 18)	**261**	251
Autres (Note 19)	**71**	72
	332	323
Capitaux propres		
Capital-actions (Note 10)	**140**	140
Surplus d'apport	**187**	187
Déficit	**(107)**	(191)
	220	136
Total du passif et des capitaux propres	**3 989 $**	3 874 $

États financiers combinés

État combiné des flux de trésorerie Pour les exercices terminés les 31 mars (en millions)

	2006	2005
Activités d'exploitation		
Bénéfice net de l'exercice	**96 $**	9 $
Montants imputés ou crédités à l'exploitation mais n'entraînant pas de sorties de fonds au cours de l'exercice (Note 20)	**223**	236
	319	**245**
Paiements et revenus liés au fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible irradié	**(40)**	(13)
Dépenses liées au passif au titre du déclassement	**(5)**	(1)
Variation nette des soldes hors caisse du fonds de roulement	**(11)**	(51)
	263	**180**
Activités d'investissement		
Dépenses liées aux immobilisations corporelles, déduction faite du produit de la cession d'immobilisations et la contribution de clients	**(209)**	(335)
Autres investissements	**-**	(6)
	(209)	**(341)**
Activités de financement		
Remboursement de la dette	**(357)**	(58)
Paiements et revenus liés au fonds d'amortissement	**-**	(27)
Produit de l'émission de la dette à long terme	**428**	297
Augmentation (diminution) de la dette à court terme	**(97)**	(54)
Dividendes payés	**(11)**	-
	(37)	**158**
Rentrées (sorties) nettes	**17**	(3)
Encaisse au début	**4**	7
Encaisse à la fin	**21 $**	**4 $**

Notes complémentaires aux états financier combinés

1. Constitution

Constitution

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB ») a été constituée en société de la Couronne de la province du Nouveau-Brunswick en 1920, en vertu de la *Loi sur l'énergie électrique* du Nouveau-Brunswick.

Le 1er octobre 2004, la province du Nouveau-Brunswick a adopté la *Loi sur l'électricité*, qui a donné lieu à la réorganisation d'Énergie NB et la restructuration du secteur de l'électricité au Nouveau-Brunswick. Énergie NB poursuivra ses activités sous le nom de Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick (« Holding Énergie NB ») et compte désormais quatre nouvelles filiales qui ont entrepris leurs activités à cette date. Ces filiales sont les suivantes :

- Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick* (« Production Énergie NB »);
- Corporation d'énergie nucléaire du Nouveau-Brunswick (« Énergie nucléaire NB »);
- Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick (« Transport Énergie NB »);
- Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick (« Distribution Énergie NB »).

* comprend la Corporation de Coleson Cove Énergie Nouveau-Brunswick (« Coleson Cove »), constituée comme filiale de Production Énergie NB lors de la restructuration, et NB Coal Limited (« NB Coal »).

La *Loi sur l'électricité* a donné lieu à la constitution de la Corporation Corporation financière du Nouveau-Brunswick (la « financière Corporation »), une corporation de la Couronne et un mandataire de l'État ayant pour mandat la conversion et la répartition de la dette d'Énergie NB entre les filiales en exploitation appropriées, ainsi que la prise en charge et la réduction de la tranche restante de la dette d'Énergie NB.

La *Loi sur l'électricité* a également donné lieu à la création d'une corporation appelée l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (l'« Exploitant du réseau »), un organisme à but non lucratif dont le principal objectif est de diriger de façon distincte l'exploitation du marché de l'électricité et de maintenir l'adéquation et la fiabilité à long terme du réseau d'électricité.

2. Mode de presentation

Les états financiers combinés ci-joints ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent. Les états financiers combinés comprennent les comptes de Holding Énergie NB et ceux de ses filiales, énumérées ci-dessus (collectivement, la « Corporation »).

3. Réglementation

Transport Énergie NB

La Commission des entreprises de service public de la province du Nouveau-Brunswick (la « CESP ») réglemente le tarif d'accès au réseau de transport (« TART »), qui donne un accès non discriminatoire au réseau de transport aux producteurs et aux clients situés à l'intérieur et à l'extérieur de la province et génère des produits permettant à la Corporation d'exploiter et d'entretenir le réseau de transport.

La conception et la gestion du TART incombent à l'Exploitant du réseau. À ce titre, Transport Énergie NB émet des factures à l'Exploitant du réseau pour la majorité des besoins en revenus, que l'Exploitant du réseau perçoit au moyen du TART de divers clients et clients de distribution incluant Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB et Distribution Énergie NB.

Les besoins en revenus de Transport Énergie NB sont fondés sur le coût des services rendus plus un taux de rendement autorisé de 9,5 % établi selon une structure du capital réputée être constituée de 65 % de titres d'emprunt et de 35 % de titres de participation.

Des actifs ou passifs réglementaires pourraient découler du processus d'établissement des tarifs. Les actifs réglementaires représentent les produits futurs attribuables à certains coûts, engagés au cours de la période visée ou des périodes antérieures et que l'on prévoit recouvrer des clients au cours des périodes ultérieures grâce au processus d'établissement des tarifs. Les passifs réglementaires représentent les futures baisses ou restrictions d'augmentation des produits imputables aux montants que l'on prévoit rembourser aux clients. Au 31 mars 2006, Transport Énergie NB affichait un actif réglementaire lié à la provision pour fonds utilisés durant la construction.

La CESP permet la capitalisation mensuelle de la provision pour fonds utilisés pendant la construction liée aux projets d'immobilisations selon le coût moyen pondéré du capital de la Corporation. Cette provision est prise en compte dans le coût des immobilisations corporelles aux fins de l'information financière, et elle est amortie sur les périodes futures comme partie intégrante du coût total de l'actif correspondant. Comme la provision comprend non seulement une composante intérêts, mais aussi une composante liée au coût des capitaux propres, elle excède le montant qui peut être inscrit à l'actif dans des circonstances semblables lorsque les tarifs ne sont pas réglementés.

Il est prévu que l'amortissement futur des immobilisations corporelles prenant en compte une provision pour fonds utilisés pendant la construction sera recouvrable à même le TART. Cependant, le recouvrement attendu ou la probabilité de recouvrement sont touchés par des risques et des incertitudes liés à l'autorité ultime de la CESP en ce qui concerne le traitement d'un élément aux fins d'établissement des tarifs.

Notes complémentaires aux états financiers combinés (en millions)

Distribution Énergie NB

Distribution Énergie NB est réglementée en vertu d'un système de plafonnement des tarifs selon lequel les majorations moyennes annuelles des tarifs qui sont supérieures à trois pour cent ou au pourcentage de variation de l'indice moyen des prix à la consommation, selon le montant le plus élevé, sont assujetties à l'examen réglementaire de la CESP. Pour les majorations de tarifs devant faire l'objet d'un examen de la part de la CESP, Distribution Énergie NB doit présenter ses besoins en revenus.

Des actifs ou passifs réglementaires pourraient découler du processus d'établissement des tarifs. Les actifs réglementaires représentent les produits futurs attribuables à certains coûts, engagés au cours de la période visée ou des périodes antérieures et que l'on prévoit recouvrer des clients au cours des périodes ultérieures grâce au processus d'établissement des tarifs. Les passifs réglementaires représentent les futures baisses ou restrictions d'augmentation des produits imputables aux montants que l'on prévoit rembourser aux clients. Au 31 mars 2006, Distribution Énergie NB ne possédait aucun actif ni passif réglementaire.

4. Principales conventions comptables

a. Immobilisations corporelles

Le coût des ajouts aux immobilisations corporelles comprend le coût initial des services de sous-traitance, de la main-d'œuvre directe et du matériel, les intérêts et les provisions pour les fonds utilisés pendant la construction et les frais indirects d'administration et autres frais liés aux projets d'immobilisations, moins les crédits pour la valeur de l'électricité produite pendant la période de mise en service.

Les immobilisations corporelles comprennent aussi la valeur actualisée des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à l'égard du stockage du combustible nucléaire irradié et au déclassement des centrales thermiques et nucléaire.

Les intérêts engagés durant la construction sont capitalisés mensuellement pour les projets d'investissement en construction dans les entreprises non réglementées d'après le coût des emprunts à long terme. Les provisions pour les fonds utilisés pendant la construction sont capitalisées mensuellement pour les projets d'investissement en construction dans les entreprises réglementées en fonction du coût moyen pondéré du capital.

Les contributions aux frais de construction, qui comprennent les montants reçus des clients ainsi que les subventions pour la recherche et le développement relativement aux nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des actifs connexes.

Le coût des actifs du réseau de distribution mis hors service, moins le démontage et la récupération, est porté au débit de l'amortissement cumulé. En ce qui concerne toutes les autres immobilisations corporelles cédées, le coût et l'amortissement cumulé sont éliminés des comptes, et le gain ou la perte résultant de la cession est porté aux résultats.

La Corporation calcule l'amortissement de tous les actifs à des taux permettant d'amortir leur coût, déduction faite de la valeur de récupération prévue, sur leur durée d'utilisation prévue. La durée d'utilisation prévue des immobilisations est analysée périodiquement, et toute révision est appliquée prospectivement. Tous les actifs sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire.

Les principales catégories d'immobilisations corporelles sont amorties suivant leur durée d'utilisation estimative moyenne comme suit :

Actifs	Années
Centrales hydroélectriques	de 35 à 100
Centrales thermiques	de 25 à 35
Centrale nucléaire	29
Centrales à turbine à combustion	25
Postes et sous-stations	40
Réseau de transport	de 45 à 60
Réseau de distribution	de 10 à 35
Bâtiments	
- Généraux	40
- Siège social	50
Système de communication et systèmes informatiques	de 3 à 15
Matériel minier	de 20 à 35
Véhicules	de 4 à 10

La Corporation procède à un test de dépréciation de ses immobilisations corporelles lorsque le contexte indique que la valeur des flux de trésorerie nets futurs estimatifs non actualisés pourrait être inférieure à la valeur comptable nette des actifs. Si la valeur des flux de trésorerie futurs estimatifs prévus non actualisés est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur équivalant au montant de l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur est constatée.

b. Encaisse et placements à court terme

L'encaisse et les placements à court terme sont présentés au coût et représentent les soldes auprès de banques et les placements dans des instruments du marché monétaire.

c. Matières, fournitures et combustible

Les stocks de matières, de fournitures et de combustible, sauf le combustible nucléaire, sont évalués au coût moyen. Les stocks de combustible nucléaire sont évalués au coût selon la méthode du premier entré, premier sorti.

d. Opérations de change

Les actifs et passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la date du bilan, sauf lorsque ces éléments ont été couverts au moyen de l'acquisition d'un contrat de change à terme, auquel cas le taux fixé en vertu du contrat est utilisé pour la conversion. Les gains et les pertes de change découlant de la conversion sont inscrits dans les résultats.

e. Dette à long terme

La dette à long terme est inscrite au bilan, au coût. La juste valeur estimative de cette dette est présentée dans les notes complémentaires et elle est établie en fonction de la valeur de marché ou des estimations de cette valeur fondées sur des titres d'emprunt assortis de conditions et d'échéances analogues. Il est à noter toutefois que la juste valeur estimative n'inclut pas les coûts qui seraient engagés pour échanger ou rembourser la dette.

f. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Centrales nucléaire et thermiques

Afin de pourvoir aux coûts estimatifs futurs relatifs au stockage permanent du combustible nucléaire irradié et au déclassement des centrales thermiques et nucléaire pour que les emplacements ne soient plus, par conséquent, assujettis à un usage restreint, la Corporation constate ces passifs en tenant compte de la valeur temporelle de l'argent.

Les coûts suivants ont été comptabilisés comme passif au 31 mars 2006 :

- la valeur actualisée estimative des coûts de déclassement des centrales thermiques et nucléaire à la fin de leur durée de vie utile;
- la valeur actualisée estimative des coûts fixes des activités de gestion du combustible nucléaire irradié qui doivent être engagés quel que soit le volume de combustible irradié et la valeur actualisée estimative des coûts variables des activités de gestion du combustible nucléaire irradié afin de tenir compte des volumes réels de combustible irradié jusqu'au 31 mars 2006.

Le passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié est augmenté pour tenir compte des grappes de combustible nucléaire utilisées chaque année, et les montants correspondants sont comptabilisés comme frais de combustible à l'état des résultats.

Les passifs liés au déclassement des centrales thermiques et nucléaire et à la gestion du combustible nucléaire irradié sont ajustés pour refléter l'écoulement du temps par le calcul de la désactualisation (intérêt) des passifs. La charge de désactualisation est calculée au moyen du taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit de la Corporation et est incluse dans la charge d'amortissement.

Les coûts futurs prévus sont établis d'après des études détaillées qui tiennent compte de diverses hypothèses sur les moyens et l'échéancier à adopter pour le démantèlement des centrales thermiques et nucléaire, du coût du transport des matières nucléaires vers des installations de stockage permanent et des estimations des taux d'inflation futurs.

Les charges engagées de façon régulière à l'égard de la gestion du combustible nucléaire irradié et du déclassement des installations sont imputées aux comptes du passif reporté.

Étant donné les progrès technologiques potentiels en matière de déclassement et de gestion du combustible nucléaire irradié, et les diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs, la Corporation met périodiquement ses calculs à jour.

Conformément à la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire*, laquelle est entrée en vigueur en novembre 2002, la Société de gestion des déchets nucléaires a été créée afin de préparer et d'examiner des solutions de rechange et de présenter des recommandations pour la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. Ces recommandations de la Société de gestion des déchets nucléaires ont été présentées au gouvernement fédéral en novembre 2005. Le gouvernement fédéral établira une stratégie à l'égard de la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié selon les solutions proposées. La stratégie adoptée par le gouvernement fédéral pourrait avoir une incidence importante sur les estimations faites par la direction à l'égard du passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié.

Centrales hydroélectriques

La Corporation n'a pour l'instant aucunement l'intention de déclasser ses centrales hydroélectriques. Grâce à des travaux d'entretien ou de remise à neuf, il est prévu que les actifs seront utilisés dans un avenir prévisible. Aucune date de mise hors service ne peut donc être déterminée et, par conséquent, aucune estimation raisonnable de la juste valeur de toute obligation connexe liée à la mise hors service d'immobilisations ne peut être faite actuellement. Si, à une date ultérieure, il devient possible de faire une estimation de la juste valeur des coûts de mise hors service des actifs que la Corporation a l'obligation juridique de mettre hors service, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations sera constatée à ce moment.

Actifs des réseaux de transport et de distribution

Bien que certains des actifs des réseaux de transport et de distribution de la Corporation puissent être assujettis à des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, la Corporation prévoit utiliser la majeure partie de ses actifs des réseaux de transport et de distribution pour une durée indéterminée. Aucune date de mise hors service ne peut donc être déterminée et, par conséquent, aucune estimation raisonnable de la juste valeur de toute obligation connexe liée à la mise hors service d'immobilisations ne peut être faite actuellement. Si, à une date ultérieure, il devient possible de faire une estimation de la juste valeur des coûts de mise hors service des actifs que la Corporation a l'obligation juridique de mettre hors service, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations sera constatée à ce moment.

g. Régimes de retraite

Les salariés de la Corporation, autres que les salariés de NB Coal, souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick. Ce régime interentreprises, à prestations déterminées, offre des pensions établies d'après le nombre d'années de service et la moyenne des cinq années consécutives où les gains ont été le plus élevés. Les prestations de retraite versées s'accroissent chaque année selon l'indice des prix à la consommation, jusqu'à un maximum de 5 % ou de 6 % selon la date du départ à la retraite. La Corporation et ses salariés versent des cotisations au régime comme le stipulent la *Loi sur la pension de retraite dans les services publics* et ses règlements. NB Coal maintient un régime complémentaire de retraite à prestations déterminées pour ses employés.

Notes complémentaires aux états financiers combinés (en millions)

L'évolution future des niveaux de rémunération a une incidence sur le montant des avantages sociaux futurs des deux régimes de retraite et, par conséquent, la méthode de répartition des prestations au prorata des années de service a été utilisée pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées. Le rendement prévu de l'actif du régime de retraite est fondé sur la juste valeur de cet actif. Les gains et les pertes actuariels excédant 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la juste valeur de l'actif du régime de retraite au début de l'exercice, selon le montant le plus élevé, sont amortis sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active du groupe de salariés. L'actif transitoire (la juste valeur de marché de l'actif du régime de retraite moins l'obligation au titre des prestations constituées, comme il a été déterminé le 1er avril 2000) est également amorti sur la durée moyenne du reste de la carrière active du groupe de salariés.

h. Allocations de retraite

La Corporation a constitué, pour les salariés, un régime d'allocations de retraite qui prévoit un règlement forfaitaire d'une semaine de paie, jusqu'à concurrence de 26 semaines, pour chaque année complète de service continu. Des calculs actuariels servent à déterminer le montant des obligations de la Corporation au titre des allocations de retraite. La méthode actuarielle utilisée fait appel aux hypothèses les plus probables de la direction pour déterminer la valeur actualisée de l'obligation au titre des allocations de retraite constituées d'après une projection des salaires et des traitements jusqu'à la date prévue du départ à la retraite. La valeur actuarielle des obligations au titre des allocations de retraite constituées pour services passés est amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active du groupe de salariés.

i. Régimes de retraite anticipée

La valeur actualisée des coûts estimatifs futurs des régimes de retraite anticipée est imputée aux résultats dans l'exercice où les programmes sont acceptés par les salariés, sans tenir compte de la date à laquelle les versements sont réellement effectués.

j. Produits

La Corporation constate les produits lorsqu'il existe une preuve convaincante qu'un accord a été conclu, que la livraison a eu lieu, que le prix demandé à l'utilisateur est déterminé ou déterminable et que le recouvrement est raisonnablement assuré. Les factures à la clientèle résidentielle et de l'usage général sont établies mensuellement sur une base cyclique. Toutes les autres clientèles reçoivent une facture à la fin de chaque mois. Les produits afférents à des éléments non facturés à la fin de toute période comptable sont estimés et inscrits aux comptes.

k. Instruments financiers dérivés

Conformément à ses conventions et objectifs de couverture, la Corporation souscrit des instruments financiers dérivés à des fins de gestion des risques sous-jacents. La Corporation constitue une documentation en bonne et due forme à l'égard de toutes les relations existant entre les instruments de couverture et les éléments couverts ainsi qu'à l'égard des objectifs et de la stratégie de couverture sous-tendant les diverses opérations de couverture. Dans le cadre de ce processus, chaque instrument dérivé est lié à un actif ou à un passif du bilan ou à une opération prévue donnée.

La comptabilité de couverture, qui permet le report des gains et des pertes jusqu'au règlement, s'applique lorsqu'un instrument dérivé est désigné comme une couverture et qu'il est prévu qu'il sera efficace durant toute la durée de vie de l'élément couvert. L'efficacité est atteinte lorsque les variations des flux de trésorerie ou de la juste valeur de l'instrument dérivé compensent essentiellement les variations des flux de trésorerie ou de la juste valeur de l'élément couvert. Dès la mise en place d'une opération de couverture et sur une base régulière par la suite, la Corporation évalue l'efficacité des instruments dérivés utilisés dans les opérations de couverture.

Les dérivés efficaces qui respectent les critères de la comptabilité de couverture ne sont pas inscrits au bilan et tout gain ou toute perte sur ces instruments est reporté et n'est constaté qu'à la date de règlement. Les instruments dérivés qui ne respectent pas les critères de la comptabilité de couverture sont inscrits au bilan à leur juste valeur et les variations subséquentes de la juste valeur sont portées aux résultats.

Si un instrument dérivé cesse d'exister et n'est pas remplacé, les gains ou les pertes à la cessation sont reportés et constatés lorsque l'élément couvert est réglé. Si un élément couvert cesse d'exister ou lorsqu'il n'est plus probable qu'il se réalisera, tout gain ou toute perte rattaché à un instrument dérivé reporté antérieurement est porté aux résultats. Si une relation de couverture se termine ou cesse d'être efficace, tout gain ou toute perte reporté antérieurement continue d'être reporté afin d'être porté aux résultats durant la même période que l'élément couvert, et les gains ou les pertes subséquents sur la juste valeur de l'instrument sont portés aux résultats.

La Corporation recourt actuellement aux instruments financiers dérivés pour gérer les risques suivants :

- taux de change;
- prix du mazout lourd et du gaz naturel;
- prix à l'exportation de l'électricité.

Taux de change

La Corporation conclut des contrats de change à terme portant sur l'échange de dollars canadiens en dollars américains pour couvrir le risque de change lié à ses achats prévus en dollars américains. Les gains ou les pertes découlant des contrats de change à terme visant la couverture des achats en dollars américains prévus sont reportés et constatés à la date de règlement à même l'élément sous-jacent. Si la Corporation met fin à un contrat de change à terme, le gain ou la perte réalisé sera également reporté et constaté aux résultats à la date de règlement de l'élément sous-jacent connexe.

Prix du mazout lourd et du gaz naturel

La Corporation conclut des swaps sur le mazout lourd et le gaz naturel afin de couvrir le risque prévu lié aux fluctuations du coût du mazout lourd utilisé dans le cadre de l'exploitation de ses centrales et aux contrats d'acquisition reposant principalement sur les prix du gaz naturel. Les gains ou les pertes découlant de ces swaps sont constatés à la date de règlement à titre d'ajustement de l'élément sous-jacent connexe.

Prix à l'exportation de l'électricité

La Corporation conclut régulièrement des swaps sur l'électricité pour couvrir le risque prévu associé aux variations des prix de l'électricité pour les ventes à l'exportation. Les gains ou les pertes découlant de ces swaps sont constatés à la date de règlement à titre d'ajustement des produits d'exportation.

l. Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts

La Corporation doit faire des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts à la Corporation financière. Le total des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts se compose de ce qui suit :

- une composante impôts sur les bénéfices en fonction du bénéfice comptable net multiplié par un taux de 35,12 %;
- une composante impôts sur le capital fondée sur les règles fiscales des grandes sociétés qui font partie de la *Loi de l'impôt sur le revenu* fédérale et de la *Loi de l'impôt sur le revenu* provinciale.

La Corporation constate également l'économie au titre de paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts résultant de pertes d'une période lorsqu'il est plus probable qu'improbable qu'un bénéfice suffisant sera généré dans des périodes ultérieures pour utiliser les pertes engagées antérieurement. Aucune autre provision n'est faite à l'égard des paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts en raison d'écarts temporaires puisque la valeur fiscale des actifs et des passifs ainsi que leur valeur comptable aux fins de la comptabilité sont considérées être les mêmes qu'aux fins du calcul.

m. Consolidation des entités à détenteurs de droits variables

Avec prise d'effet le 1er avril 2005, la Corporation a adopté la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-15, intitulée « Consolidation des entités à détenteurs de droits variables » (« EDDV »), et publiée par l'Institut Canadien des Comptables Agréés. Une EDDV est définie comme tout type de structure juridique contrôlée par des conventions contractuelles ou financières plutôt que par une participation avec droit de vote. Une EDDV est consolidée par son principal bénéficiaire, qui est la partie associée à l'EDDV qui assume la majorité des pertes prévues ou reçoit la majorité des rendements prévus de l'EDDV (ou les deux).

La Corporation possède plusieurs droits variables sous forme de contrats d'achat d'énergie avec des sociétés tierces. La Corporation n'a pas consolidé ces entités tierces. Il a été déterminé que, pour tous les contrats en question mis à part un de ceux-ci, un montant négligeable de variabilité est absorbé par la Corporation relativement aux contrats visés et que, par conséquent, la consolidation n'est pas de mise. Il existe un contrat concernant l'achat de toute la capacité et l'énergie électrique produites par une installation de coproduction de 90 MW dont la production a commencé en décembre 2004. Pour l'exercice terminé le 31 mars 2006, les achats effectués en vertu de ce contrat s'élevaient à 67 millions de dollars. Conformément à l'exception du champ d'application du paragraphe 4 g) de la NOC-15, la Corporation a déployé des efforts exhaustifs pour obtenir l'information visant à déterminer si la société tierce est une entité à détenteurs de droits variables ou non. La Corporation n'a pas été en mesure d'obtenir l'information en question et, par conséquent, elle n'a pu déterminer si la société tierce est une entité à détenteurs de droits variables. La Corporation n'a donc pas consolidé cette entité tierce.

n. Utilisation d'estimations

La préparation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus exige que la direction fasse des estimations et établisse des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés au titre de l'actif et du passif à la date des états financiers ainsi que sur les montants inscrits au titre des produits et des charges au cours de la période considérée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Il y a lieu de se reporter à la note 15 relativement à l'estimation des prestations de retraite reportées, à la note 18 relativement à l'estimation du déclassement des installations et aux obligations au titre de la gestion du combustible irradié, et à la note 19 quant à l'estimation des autres passifs reportés.

5. Produits

Les produits totaux comprennent des ventes de 120 millions de dollars (99 millions de dollars en 2005) à des clients aux États-Unis.

6. Amortissement et déclassement

	2006	2005
Amortissement	**200 $**	201 $
Déclassement	**17**	18
Amortissement et déclassement	**217 $**	**219 $**

7. Impôts

	2006	2005
Impôts fonciers	**20 $**	18 $
Impôts sur les services publics et les emprises	**16**	17
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur le capital provinciaux	**11**	6
Impôts	**47 $**	**41 $**

Les impôts sur les services publics reflètent les montants facturés par la province du Nouveau-Brunswick sur la valeur comptable nette des actifs non couverts par les impôts fonciers.

Notes complémentaires aux états financiers combinés (en millions)

8. Frais de financement

	2006	2005
Intérêts débiteurs	**197 $**	223 $
Moins les revenus tirés du fonds d'amortissement, des fonds en fiducie et des autres placements	**(10)**	(21)
	187	202
Frais de gestion du portefeuille de la dette	**20**	21
Amortissement des frais reportés du service de la dette	**-**	3
(Gains) pertes de change réalisé(e)s	**2**	(2)
	209	224
Moins les intérêts capitalisés	**(10)**	(22)
Frais de financement	**199 $**	**202 $**

Les intérêts versés au cours de l'exercice sont de 198 millions de dollars (221 millions de dollars en 2005). Les intérêts perçus sur les placements au cours de l'exercice se chiffrent à 11 millions de dollars (20 millions de dollars en 2005).

9. Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices

	2006	2005
Bénéfice avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**151 $**	14 $
Moins le bénéfice jusqu'en octobre 2004	**-**	(8)
Moins le bénéfice des filiales non assujetti à des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**(5)**	-
Bénéfice assujetti à des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**146**	6
Taux d'imposition	**35,12 %**	35,12 %
	51	2
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur le capital fédéraux	**4**	3
Total des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**55 $**	**5 $**

Composantes des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices

	2006	2005
Provisions pour les paiements spéciaux exigibles tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**51 $**	7 $
Provisions pour les paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**-**	(5)
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur le capital fédéraux	**4**	3
	55 $	**5 $**

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices sont calculés au niveau des filiales.

10. Capital-actions

La Corporation a une action ordinaire avec droit de vote de catégorie A à valeur nominale, émise au ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick et en circulation.

La Corporation a 1 006 actions ordinaires sans droit de vote de catégorie B, émises à la Corporation financière et en circulation, dont la valeur attribuée s'élève à 140 millions de dollars.

La Corporation, avec l'approbation de la Corporation financière, est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions de catégories A et B sans valeur nominale.

Dividendes

Le détenteur des actions de catégorie B, la Corporation financière, a le droit de recevoir des dividendes lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration de la Corporation. Le pourcentage désigné des dividendes déclarés peut varier au gré de l'actionnaire et selon la situation financière de la Corporation. Le détenteur des actions de catégorie A ne peut recevoir de dividendes tant que des actions de catégorie B demeurent en circulation. Les dividendes sont déclarés et payés au niveau des filiales.

11. Encaisse et placements à court terme

	2006	2005
Encaisse	**18 $**	3 $
Placements à court terme	**3**	1
Encaisse et placements à court terme	**21 $**	**4 $**

12. Immobilisations corporelles

	2006			2005		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Centrales électriques	**4 476 $**	**2 312 $**	**2 164 $**	4 433 $	2 187 $	2 246 $
Réseau de transport	**293**	**143**	**150**	291	137	154
Postes et sous-stations	**464**	**241**	**223**	452	232	220
Réseau de distribution	**741**	**336**	**405**	727	314	413
Bâtiments et propriétés	**59**	**33**	**26**	59	31	28
Système de communication et systèmes informatiques	**100**	**60**	**40**	95	51	44
Matériel minier et actifs correspondants	**53**	**53**	**-**	53	53	-
Véhicules	**49**	**33**	**16**	51	33	18
Autres actifs	**15**	**10**	**5**	13	9	4
Construction en cours*	**251**	**-**	**251**	146	-	146
Total	**6 501 $**	**3 221 $**	**3 280 $**	6 320 $	3 047 $	3 273 $

*Les coûts de construction en cours au 31 mars 2006 comprenaient des dépenses de 199 millions de dollars (90 millions de dollars en 2005) liées au projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau.

13. Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible irradié

	2006	2005
Fonds de la gestion du combustible nucléaire irradié		
1. La Corporation a constitué un fonds distinct au titre du combustible nucléaire irradié détenu dans un compte de dépôt afin de satisfaire aux conditions des permis d'exploitation de la centrale de Point Lepreau établies par la Commission canadienne de sûreté nucléaire (la « CCSN »). Les exigences relatives au fonds sont réexaminées au moment de chaque renouvellement du permis d'exploitation.	**85 $**	81 $
2. La Corporation a également constitué un fonds en fiducie conformément à la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire.* La *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* oblige les principaux propriétaires de combustible nucléaire irradié au Canada à constituer un fonds en fiducie pour financer la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. La Loi oblige la Corporation à verser 4 millions de dollars chaque année au mois de novembre, et ce, jusqu'à ce qu'un plan de stockage à long terme ait été choisi. Les autres exigences relatives au fonds seront fonction du plan choisi (se reporter à la note 4 f). Le fonds constitué afin de satisfaire aux conditions susmentionnées des permis d'exploitation de la centrale servira également à satisfaire à ces exigences.	**33**	28
	118	109
Fonds au titre du déclassement des installations		
La Corporation a constitué un fonds distinct de déclassement détenu dans un compte de dépôt afin de satisfaire aux conditions des permis d'exploitation de la centrale de Point Lepreau établies par la CCSN.	**111**	80
Total des fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible irradié	**229 $**	**189 $**

Notes complémentaires aux états financiers combinés (en millions)

14. Autres placements

La Corporation a conclu un accord de 15 ans avec un tiers pour qu'il construise et exploite une installation de séparation de cendres à la centrale Belledune afin de transformer les cendres volantes produites à l'installation. L'investissement de 6 millions de dollars (6 millions de dollars en 2005) représente la quote-part du coût de l'installation exigée de la Corporation. Conformément à cet accord, la Corporation percevra des redevances sur la vente des cendres transformées sur la durée de l'accord.

15. Prestations de retraite reportées

Comme en fait mention la note 4 g), les salariés de la Corporation, autres que les salariés de NB Coal, souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick. L'actif et le passif du Régime de pension de retraite dans les services publics sont calculés au 31 mars 2006 tandis que l'actif et le passif du régime de NB Coal sont calculés au 31 décembre 2005. La plus récente évaluation actuarielle effectuée aux fins de la capitalisation du Régime de pension de retraite dans les services publics est datée du 1er avril 2005. La prochaine évaluation actuarielle devra être terminée au 1er avril 2008.

Voici certaines des principales hypothèses établies par la direction :

- taux d'actualisation utilisé pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées – 5,25 % (5,75 % en 2005);
- taux de rendement à long terme prévu de l'actif du régime – 6,25 % (6,75 % en 2005);
- augmentations salariales – 2,5 % (2,5 % en 2005).

Voici les coûts constatés pour l'exercice :

	2006	2005
Coût des services rendus de l'exercice	**16 $**	15 $
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations constituées	**57**	54
Gain réel sur l'actif du régime	**(129)**	(61)
Écart entre le rendement prévu et le rendement réel de l'actif du régime	**73**	7
Pertes actuarielles sur l'obligation au titre des prestations constituées	**94**	53
Écart entre les pertes actuarielles constatées pour l'exercice et les pertes actuarielles sur l'obligation au titre des prestations constituées pour l'exercice	**(85)**	(45)
Amortissement de l'actif transitoire	**(3)**	(3)
Coûts constatés	**23 $**	**20 $**

Les actifs et obligations découlant du Régime de pension de retraite dans les services publics et du régime complémentaire de retraite de NB Coal attribuables à la quote-part de la Corporation de ces régimes se résument comme suit au 31 mars 2006 :

	2006	2005
Actif de la caisse de retraite (juste valeur)	**964 $**	841 $
Obligation au titre des prestations constituées	**1 123**	987
Déficit du régime de retraite	**(159)**	(146)
Obligation transitoire non amortie	**(34)**	(37)
Pertes non amorties	**263**	254
Prestations de retraite reportées	**70 $**	**71 $**

Conformément aux règlements, les salariés ont versé une cotisation de 10 millions de dollars (10 millions de dollars en 2005) tandis que la Corporation a versé 23 millions de dollars aux régimes (23 millions de dollars en 2005) au cours de l'exercice. L'excédent de l'ensemble des cotisations versées à ce jour aux régimes de retraite sur la charge de retraite, qui s'élève à 70 millions de dollars (71 millions de dollars en 2005), a été constaté au titre de frais reportés.

16. Dette à court terme

La Corporation emprunte, à des fins temporaires, des fonds auprès de la Corporation financière. Au 31 mars 2006, la dette à court terme envers la Corporation financière était de 243 millions de dollars (340 millions de dollars en 2005).

17. Dette à long terme

	2006	2005
Débentures détenues par la Corporation financière	**2 886 $**	2 815 $
Autres	**1**	1
	2 887	2 816
Moins : tranche à court terme	**(232)**	(357)
Dette à long terme	**2 655 $**	**2 459 $**

Échéances

Les dates d'échéance des débentures se situent entre 2006 et 2024. Les conditions des débentures sont telles que la Corporation doit faire un remboursement annuel du capital de 1 % du montant initial de chaque débenture à la date d'anniversaire de son échéance. Ces remboursements seront faits jusqu'à la date d'échéance réelle de la débenture, date à laquelle le solde du capital restant sera remboursé.

Taux d'intérêt

Les débentures portent intérêt à des taux fixes variant de 3,4 % à 10 %. Au 31 mars 2006, le taux d'intérêt nominal moyen pondéré de toutes les débentures en cours était de 6,25 % (6,71 % en 2005).

Frais de gestion du portefeuille de la dette

La Corporation paie à la Corporation financière des frais annuels de gestion du portefeuille de la dette se chiffrant à 0,6489 % du total de la dette à long terme et de la dette à court terme, dont l'évaluation a lieu en début d'exercice.

Remboursements de capital

Les remboursements de capital sur la dette à long terme viennent à échéance comme suit :

Exercices se terminant les	Remboursement de capital
31 mars 2007	232 $
31 mars 2008	339
31 mars 2009	273
31 mars 2010	397
31 mars 2011	78
31 mars 2012 et par la suite	1 568

18. Déclassement des installations nucléaires et gestion du combustible irradié

La centrale nucléaire de la Corporation produit du combustible nucléaire irradié sous forme de grappes de combustible nucléaire irradié. Le combustible nucléaire irradié devra être stocké, et la centrale nucléaire devra être démantelée et déclassée à la fin de sa durée de vie utile.

La Corporation devra aussi déclasser les centrales thermiques à la fin de leur durée d'utilisation.

Le passif au titre du déclassement des installations et de la gestion du combustible nucléaire irradié s'établit comme suit :

	2006	2005
Gestion du combustible nucléaire irradié		
Solde au début	**136 $**	66 $
Plus : passifs engagés	**5**	65
Plus : charge de désactualisation	**9**	5
Moins : dépenses	**(4)**	-
Solde à la fin	**146**	136
Déclassement de la centrale nucléaire		
Solde au début	**75**	138
Plus : charge de désactualisation	**5**	9
Moins : passifs engagés, déduction faite des révisions aux flux de trésorerie	**(8)**	(72)
Solde à la fin	**72**	75
Déclassement des centrales thermiques		
Solde au début	**40**	36
Plus : passifs engagés, déduction faite des révisions aux flux de trésorerie	**1**	1
Plus : charge de désactualisation	**3**	3
Moins : dépenses	**(1)**	-
Solde à la fin	**43**	40
Total du passif au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible irradié	**261 $**	251 $

Notes complémentaires aux états financiers combinés (en millions)

Passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié
Le passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié représente les coûts à engager pour la gestion des grappes de combustible nucléaire irradié générées par la centrale nucléaire. Il y a lieu de se reporter à la note 13 pour obtenir des renseignements sur la capitalisation de ce passif. Le passif repose sur les hypothèses clés suivantes :

- le montant total non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif est de 922 millions de dollars (885 millions de dollars en 2005);)
- pour s'acquitter de l'obligation liée à la gestion du combustible nucléaire irradié, la Corporation devra engager des dépenses en espèces jusqu'en 2048;
- le taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit de la Corporation qui a servi à actualiser les flux de trésorerie estimatifs est de 7,1 % pour la constatation initiale du passif et de 5,9 % pour la constatation ultérieure du passif additionnel.

Passif au titre du déclassement des installations nucléaires
Le passif au titre du déclassement des installations nucléaires représente les coûts à engager pour déclasser la centrale nucléaire après sa durée d'utilisation. Il y a lieu de se reporter à la note 13 pour obtenir des renseignements sur la capitalisation de ce passif. Le passif repose sur les hypothèses clés suivantes :

- le montant total non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif est de 656 millions de dollars (642 millions de dollars en 2005);
- pour s'acquitter de l'obligation liée au déclassement de la centrale nucléaire, la Corporation devra engager des dépenses en espèces jusqu'en 2076;
- le taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit qui a servi à actualiser les flux de trésorerie estimatifs est de 7,1 % pour la constatation initiale du passif et de 5,9 % pour la constatation ultérieure du passif additionnel.

Passif au titre du déclassement des centrales thermiques
Le passif au titre du déclassement des centrales thermiques représente les coûts à engager pour déclasser les centrales thermiques après leur durée d'utilisation. Le passif, qui n'est pas capitalisé, repose sur les hypothèses clés suivantes :

- le montant total non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif est de 111 millions de dollars (98 millions de dollars en 2005);
- pour s'acquitter de l'obligation liée au déclassement des centrales thermiques, la Corporation devra engager des dépenses en espèces jusqu'en 2035;
- les taux d'intérêt sans risque ajustés en fonction de la qualité de crédit qui ont servi à actualiser les flux de trésorerie estimatifs sont de 7,1 % pour la constatation initiale du passif et de 5,3 % à 6,3 % pour la constatation ultérieure du passif additionnel.

19. Autres passifs reportés

	2006	2005
Programmes de retraite anticipée	**51 $**	57 $
Programme d'allocations de retraite	**12**	9
Autres avantages sociaux futurs à payer	**4**	2
Remise en état des terres de NB Coal	**2**	2
Obligation environnementale de NB Coal	**9**	9
	78	79
Moins : montants échéant à moins de un an	**(7)**	(7)
Autres passifs reportés	**71 $**	**72 $**

Passif au titre des prestations de retraite anticipée
Comme en fait mention la note 4 i), la Corporation a un régime de retraite anticipée. La dernière évaluation actuarielle visant à estimer le passif à ce titre date du 1er avril 2005.

Le taux d'actualisation utilisé pour calculer le passif au titre des prestations de retraite anticipée est de 5,25 % (5,75 % en 2005).

Le tableau suivant présente les coûts constatés pour l'exercice :

	2006	2005
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**1 $**	30 $
Intérêt sur le passif au titre des prestations de retraite anticipée	**3**	3
Coûts constatés pour l'exercice	**4 $**	**33 $**

Le tableau suivant présente l'obligation de la Corporation en date du 31 mars 2006 :

	2006	2005
Obligation au titre des prestations constituées	**47 $**	46 $
Pertes non amorties	**(2)**	(1)
Règlement forfaitaire exigible	**6**	12
Passif au titre des prestations de retraite anticipée	**51 $**	**57 $**

Le montant cumulatif des charges engagées en excédent des sommes versées dans le cadre du régime de retraite anticipée est comptabilisé à titre de passif reporté.

Passif au titre des allocations de retraite

Comme en fait mention la note 4 h), la Corporation a un régime d'allocations de retraite. La dernière évaluation actuarielle visant à estimer le passif à ce titre date du 1er avril 2005.

Voici certaines des principales hypothèses établies par la direction :

- taux d'actualisation utilisé pour déterminer le passif au titre des allocations de retraite – 5,25 % (5,75 % en 2005);
- augmentations salariales – 2,5 % (2,5 % en 2005).

Le tableau suivant présente les coûts constatés pour l'exercice :

	2006	2005
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**2 $**	2 $
Intérêt sur le passif au titre des allocations de retraite	**3**	2
Coûts constatés pour l'exercice	**5 $**	**4 $**

Le tableau suivant présente l'obligation de la Corporation au 31 mars 2006 :

	2006	2005
Obligation au titre des prestations constituées	**34 $**	27 $
Pertes non amorties	**(22)**	(18)
Passif au titre des allocations de retraite	**12 $**	**9 $**

Le montant cumulatif des charges engagées en excédent des sommes versées dans le cadre du régime d'allocations de retraite est comptabilisé à titre de passif reporté.

Obligation environnementale de NB Coal

La Corporation et sa filiale, NB Coal, ont un plan à long terme visant à traiter l'écoulement des eaux acides provenant d'une mine inactive. NB Coal a constaté une obligation environnementale correspondant à la valeur nette actualisée des coûts futurs prévus.

	2006	2005
Solde au début	**9 $**	10 $
Plus : charge de désactualisation	**1**	1
Moins : dépenses	**(1)**	(2)
Solde à la fin	**9 $**	**9 $**

20. Montants imputés ou crédités à l'exploitation mais n'entraînant pas de sorties de fonds au cours de l'exercice

	2006	2005
Amortissement et déclassement	**217 $**	219 $
Amortissement des frais reportés du service de la dette	**-**	3
Gains de change non réalisés	**(1)**	17
Charge de retraite moins le financement connexe	**-**	(4)
Paiements futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**5**	(5)
Autres	**2**	6
Montants n'entraînant pas de sorties de fonds au cours de l'exercice	**223 $**	**236 $**

21. Opérations entre apparentés

Les apparentés de la Corporation comprennent la Corporation financière et l'Exploitant du réseau.

Produits et charges

Les éléments suivants des produits et des charges liés aux apparentés sont inclus dans les résultats financiers de l'exercice terminé le 31 mars 2006 :

	Corporation financière		**Exploitant du réseau**	
	2006	2005	**2006**	2005
Produits				
Produits liés au transport	**- $**	- $	**77 $**	41 $
Produits divers	**-**	-	**11**	5
Charges				
Frais de transport d'énergie	**-**	-	**86**	46
Autres	**-**	-	**2**	-
Frais financiers	**197**	100	**-**	-
Frais de gestion du portefeuille de dette	**20**	10	**-**	-
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur le capital provinciaux	**11**	6	**-**	-
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices*	**55**	10	**-**	-

*À l'exception des paiements futurs tenant lieu de charge d'impôts.

Notes complémentaires aux états financiers combinés (en millions)

Débiteurs et créditeurs

Les soldes à recevoir et à payer liés aux apparentés suivants existaient au 31 mars 2006 :

	Corporation financière		Exploitant du réseau	
	2006	2005	**2006**	2005
Débiteurs	**8 $**	4 $	**10 $**	10 $
Créditeurs	**37**	5	**10**	7
Intérêts courus	**59**	60	**-**	-

Les montants présentés au titre des créditeurs et des débiteurs pour les apparentés sont assujettis aux modalités de paiement usuelles applicables aux parties non apparentées.

Dividendes

Pendant l'exercice, Transport Énergie NB a déclaré des dividendes de 12 millions de dollars (5 millions de dollars en 2005), payables à la Corporation financière.

Dettes et garanties

Au 31 mars 2006, la Corporation avait une dette à court terme et une dette à long terme à payer à la Corporation financière (notes 16 et 17).

La Corporation financière a donné certaines garanties pour la Corporation à des tiers créanciers importants relativement aux ententes bancaires, aux créditeurs et aux obligations liées aux instruments financiers dérivés.

22. Instruments financiers

Juste valeur des instruments financiers

À moins d'indication contraire, la juste valeur des instruments financiers a été estimée au moyen des cours du marché ou d'évaluations fournies par des contreparties relativement aux instruments ou à des instruments semblables à la date du bilan.

Opérations de change

Au 31 mars 2006, la Corporation détenait des contrats de change échéant au cours des 18 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

Contrats de change	**2006**	2005
Engagements d'achat nets en dollars américains	**$**	$
(en millions)	**370**	265
Taux de change moyen pondéré	**1,1946**	1,2738
Juste valeur du passif (en millions)	**(13)**	(18)

Prix des combustibles

Au 31 mars 2006, la Corporation détenait des swaps de prix du mazout lourd qui viennent à échéance au cours des 18 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

Swaps de prix du mazout lourd	**2006**	2005
Notionnel (en barils)	**5,2 millions**	5,0 millions
Moyenne pondérée du prix fixe/baril		
(en $US)	**40,96 $**	27,86 $
Juste valeur de l'actif (en millions)	**51 $**	36 $

Au 31 mars 2006, la Corporation détenait des swaps de prix du gaz naturel qui viennent à échéance au cours des 18 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

Swaps de prix du gaz naturel	**2006**	2005
Notionnel (en btu)	**12,9 millions**	13,0 millions
Moyenne pondérée du prix fixe/btu		
(en $US)	**10,14 $**	7,12 $
Juste valeur de l'actif (en millions)	**13 $**	33 $

En vertu de ces swaps, la Corporation convient d'échanger des paiements mensuels selon un calcul fondé sur l'écart entre un prix fixe pour une quantité de combustible donnée et le prix variable mensuel cumulatif s'appliquant à la même quantité de combustible. L'écart devant faire l'objet d'un versement ou d'un encaissement est reflété dans le coût des combustibles et de l'achat d'énergie.

Prix de l'électricité

Au 31 mars 2006, la Corporation détenait des swaps de prix de l'électricité qui viennent à échéance au cours des six prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

Swaps de prix de l'électricité	**2006**	2005
Notionnel (en MWh)	**0,3 million**	-
Moyenne pondérée du prix fixe/MWh (en $ US)	**79,33 $**	- $
Juste valeur de l'actif (en millions)	**3 $**	- $

Juste valeur de la dette à long terme

Dette à long terme	**2006**	2005
Valeur comptable (en millions)	**2 887 $**	2 816 $
Juste valeur (en millions)	**3 101 $**	3 126 $

Juste valeur des fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible irradié

Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible irradié	2006	2005
Valeur comptable (en millions)	**229 $**	189 $
Juste valeur (en millions)	**252 $**	202 $

Juste valeur des autres actifs et passifs financiers
La juste valeur des autres actifs et passifs financiers ne diffère pas de manière importante de leur valeur comptable.

Risque de crédit
Le risque de crédit découle de la possibilité qu'une contrepartie manque à ses obligations. La Corporation effectue des évaluations exhaustives des débiteurs avant d'octroyer du crédit et surveille activement la santé financière de ses débiteurs de façon régulière. Le risque de crédit maximal est réputé correspondre à la somme des débiteurs, déduction faite des provisions applicables, et du total des gains non réalisés sur les autres instruments financiers exposés au risque de crédit. Déduction faite des provisions applicables, les débiteurs se chiffrent à 208 millions de dollars (217 millions de dollars en 2005). Le total des gains non réalisés sur les autres instruments financiers exposés au risque de crédit s'élève à 67 millions de dollars (69 millions de dollars en 2005).

23. Engagements, éventualités et garanties

Quai de Belledune
La Corporation a conclu un contrat de location-exploitation visant les installations portuaires à Belledune. Le contrat, qui prendra fin en 2013, prévoit une option de renouvellement de 20 ans et des charges annuelles d'environ 5 millions de dollars.

Centrale de Courtenay Bay
La Corporation a conclu un contrat de location des installations qui échoit en 2021 et qui est assorti d'une option de prorogation de cinq ans. Le locataire a rééquipé une tranche existante de 100 MW pour la transformer en une tranche au gaz naturel à cycle combiné de 280 MW, dont l'exploitation commerciale a commencé en septembre 2001.

La Corporation a également conclu un contrat d'achat d'énergie et d'accès au transport d'énergie connexe qui prend fin en 2021 et est assorti d'une option de prorogation de cinq ans avec le même tiers. La Corporation achètera toute l'énergie électrique produite par la tranche au gaz naturel à cycle combiné de 280 MW au cours de la période hivernale, du 1er novembre au 31 mars et, à l'occasion, une partie ou la totalité de l'énergie électrique produite au cours de la période estivale.

La Corporation a également conclu un contrat échéant en 2015 portant sur le transport garanti du gaz naturel vers la centrale rééquipée de Courtenay Bay. Le coût du transport sera recouvré auprès du locataire de la centrale dont le nom figure dans le contrat de location.

Contrats d'achat d'énergie
La Corporation a conclu un contrat d'achat d'énergie de 20 ans qui lui permet d'acheter toute la capacité et l'énergie électrique produites par une installation de coproduction de 90 MW dont la production a commencé en décembre 2004.

La Corporation a un contrat d'achat d'énergie en cours portant sur une capacité et une énergie de 38,5 MW provenant d'une installation de coproduction qui échoit en 2027.

La Corporation a signé un contrat de 20 ans pour acheter toute l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes de 20 MW qui sera construit par un tiers.

Approvisionnement en Orimulsion^MD
La Corporation a un contrat avec Bitor America Corporation portant sur l'achat d'Orimulsion^MD pour la centrale de Dalhousie qui vient à échéance en 2010. Bitor America Corporation a avisé la Corporation de son intention de fournir un combustible de remplacement en vertu de ce contrat. La Corporation étudie actuellement l'avis sous réserve de ses droits.

La Corporation a également conclu un contrat d'une durée de 20 ans, commençant à la date de la première livraison, avec Bitumenes Orinoco, S.A. (« Bitor »), une filiale en propriété exclusive de Petroleos de Venezuela, S.A. (« PDVSA »), portant sur l'achat d'Orimulsion^MD pour la centrale de Coleson Cove. Bitor a violé les conditions du contrat, et la Corporation a déposé, le 1er septembre 2005, une notice d'arbitrage et un exposé de la demande auprès de l'American Arbitration Association à New York contre Bitor et PDVSA.

Bitor et PDVSA ont introduit une instance devant le tribunal de l'État de New York pour suspendre l'arbitrage, instance que la Corporation a renvoyée devant la Cour de district des États-Unis à Manhattan. La Corporation a ensuite déposé une demande reconventionnelle pour contraindre Bitor et PDVSA d'accepter l'arbitrage des réclamations contractuelles. Par ailleurs, le 1er septembre 2005, la Corporation a déposé un avis de poursuite accompagné d'un exposé de la demande contre Bitor, PDVSA et l'État du Venezuela auprès des tribunaux du Nouveau-Brunswick. La Corporation a accepté de suspendre l'action (mis à part en ce qui a trait à la signification d'un acte de procédure) en attendant l'issue de l'instance devant la Cour de district des États-Unis.

Notes complémentaires aux états financiers combinés (en millions)

Ligne de transport d'énergie

La Corporation construit une ligne de transport d'énergie de 345 kV au Nouveau-Brunswick, de Point Lepreau au poste frontalier situé près la ville de Woodland, dans le Maine (États-Unis). Le coût total du projet est estimé à 60 millions de dollars. Afin d'assurer la viabilité financière du projet, des lettres d'engagement ont été signées avec des fournisseurs d'électricité des Maritimes pour l'équivalent de réservations fixes à long terme d'une durée de 25 ans.

Une entente d'engagement relative à la construction a été signée avec un service public d'électricité aux États-Unis selon laquelle la date de mise en exploitation sera le 31 décembre 2007.

Remise à neuf de Point Lepreau

La Corporation remettra à neuf la centrale de Point Lepreau en remplaçant des composants essentiels du réacteur et en mettant à niveau d'autres systèmes clés de la centrale. On prévoit que ce projet prolongera la durée de vie de l'installation jusqu'en 2034. La Corporation procède à l'heure actuelle au renouvellement du permis d'exploitation de la centrale pour une durée de cinq ans prenant fin le 30 juin 2011.

La Corporation a attribué des contrats à prix fixe à une société tierce au mois d'août 2005 pour la gestion du projet et pour procéder au retubage du réacteur. La valeur des contrats de remise à neuf et de retubage avoisine 540 millions de dollars, le coût approximatif total prévu du projet s'élevant à environ 1 milliard de dollars. Advenant la résiliation anticipée de ces contrats, la Corporation pourrait être assujettie à des frais et à des pénalités.

La centrale sera fermée en avril 2008 pour permettre les travaux de remise à neuf et de retubage. La fin du projet et le redémarrage sont prévus pour l'automne 2009.

Réservations concernant le transport d'énergie

Aux fins de la livraison d'électricité aux marchés à l'extérieur de la province, la Corporation a conclu certaines ententes de réservations à long terme concernant le transport d'énergie auprès de l'Exploitant du réseau.

Contrat de services accessoires

La Corporation a conclu un contrat de services accessoires avec l'Exploitant du réseau. Le soutien de la tension, la commande automatique de la production, le fonctionnement en suivi de charge, la réserve de fonctionnement et la capacité de redémarrage à froid constituent les services fournis. L'obligation de la Corporation s'étend sur la durée d'utilisation de chaque générateur industriel et la quantité varie en fonction des conditions du réseau.

24. Information sectorielle

La Corporation est structurée et exploitée en vertu de cinq unités d'exploitation isolables. Le 1er octobre 2004, par suite de la restructuration d'Énergie NB, chacune des unités d'exploitation est devenue une société (se reporter à la note 1). Comme ces unités ont été actives pendant la totalité de l'exercice terminé le 31 mars 2005, les résultats comparatifs présentés sont représentatifs de leurs activités pour un exercice complet. Ces résultats différeront des résultats comparatifs présentés dans les états financiers individuels, qui présentent uniquement les résultats de l'unité depuis le 1er octobre 2004, date du début des activités de la société.

Production Énergie NB

Responsable de l'exploitation et de l'entretien des centrales thermiques et hydroélectriques de la Corporation.

Énergie nucléaire NB

Responsable de l'exploitation et de l'entretien de la centrale de Point Lepreau.

Transport Énergie NB

Responsable de l'exploitation et de l'entretien du réseau de transport de la Corporation.

Distribution Énergie NB

Responsable de l'exploitation et de l'entretien du réseau de distribution de la Corporation. Distribution Énergie NB est désignée comme fournisseur de services en vertu d'un contrat type pour la province du Nouveau-Brunswick et est tenue de fournir des services en vertu d'un contrat type à la clientèle résidentielle, commerciale, de commerce en gros et industrielle située partout dans la province.

Holding Énergie NB

Fournit une orientation, des directives et des services stratégiques aux autres unités d'exploitation de la Corporation.

Contrats intersociétés importants

Voici les contrats intersociétés importants :

Contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Énergie nucléaire NB
Distribution Énergie NB et Énergie nucléaire NB ont conclu un contrat d'achat d'énergie par lequel Distribution Énergie NB achète 95 % de la capacité de 635 MW de la centrale de Point Lepreau et l'électricité produite. Le contrat arrivera à échéance 25 ans après la remise en service de la centrale au terme de sa remise à neuf, et des options de renouvellement à l'avantage de Distribution Énergie NB seront en vigueur par la suite tous les ans.

Contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Coleson Cove
Distribution Énergie NB et Coleson Cove ont conclu un contrat de prise ferme de 25 ans par lequel Distribution Énergie NB achète la capacité et des services connexes afin de convertir le combustible en électricité. Ce contrat exige que la totalité de l'énergie produite à la centrale de Coleson Cove soit vendue à Distribution Énergie NB.

Contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Production Énergie NB
Distribution Énergie NB et Production Énergie NB ont conclu un contrat d'achat d'énergie à long terme par lequel Production Énergie NB fournit de la capacité et de l'énergie à Distribution Énergie NB. Le contrat sera en vigueur jusqu'à ce que tous les biens patrimoniaux de Production Énergie NB, y compris les contrats d'achat d'énergie auprès d'un tiers, soient mis hors service ou arrivent à échéance, ou jusqu'à ce que Distribution Énergie NB réduise sa capacité convenue aux termes du contrat à néant. Au 31 mars 2006, l'obligation visait une capacité de base de 2 425 MW et une capacité de pointe de 1 258 MW.

Aux termes du contrat, Distribution Énergie NB vend toute la capacité et toute l'énergie qu'elle reçoit en vertu du contrat d'achat d'énergie conclu entre Distribution Énergie NB et Coleson Cove et Production Énergie NB achète cette capacité et cette énergie. Production Énergie NB est également responsable de fournir et de livrer du combustible pour le compte de Distribution Énergie NB à la centrale de Coleson Cove.

Notes complémentaires aux états financiers combinés (en millions)

Aperçu des données financières – 2006

	Production Énergie NB	Énergie nucléaire NB	Transport Énergie NB	Distribution Énergie NB	Holding Énergie NB	Éliminations	Total
Ventes d'électricité							
Dans la province	(7) $	2 $	- $	1 061 $	- $	-	1 056 $
À l'extérieur de la province	369	10	-	-	-	-	379
Intersociétés	595	216	-	3	-	(814)	-
Autres	30	-	9	34	-	-	73
Transport	-	-	77	-	-	-	77
Autres - intersociétés	1	1	15	5	77	(99)	-
Total des produits	988	229	101	1 103	77	(913)	1 585
Combustible et achats d'énergie	503	13	-	806	-	(810)	512
Transport	35	2	-	58	-	(9)	86
Exploitation, entretien et administration	113	136	40	105	60	(81)	373
Amortissement et déclassement	101	52	19	42	3	-	217
Impôts	19	7	8	13	-	-	47
Frais de financement	137	10	11	40	14	(13)	199
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	30	4	8	14	-	-	55
Total des charges	937	224	86	1 078	77	(913)	1 489
Bénéfice net pour l'exercice	**51 $**	**5 $**	**15 $**	**25 $**	**- $**	**- $**	**96 $**
Total de l'actif	**2 196 $**	**755 $**	**365 $**	**747 $**	**273 $**	**(367) $**	**3 969 $**
Dépenses en immobilisations	**41 $**	**118 $**	**14 $**	**36 $**	**- $**	**- $**	**209 $**

Apercu des données financières – 2005

	Production Énergie NB	Énergie nucléaire NB	Transport Énergie NB	Distribution Énergie NB	Holding Énergie NB	Éliminations	Total
Ventes d'électricité							
Dans la province	- $	- $	- $	1 049 $	- $	-	1 049 $
À l'extérieur de la province	239	12	-	-	-	-	251
Intersociétés	607	213	-	4	-	(824)	-
Autres	22	1	6	33	-	-	62
Transport	-	-	41	-	-	-	41
Autres - intersociétés	1	-	55	7	139	(202)	-
Total des produits	869	226	102	1 093	139	(1 026)	1 403
Combustible et achats d'énergie	488	12	-	820	-	(823)	497
Transport	33	2	3	55	-	(47)	46
Exploitation, entretien et administration	111	135	44	119	55	(80)	384
Amortissement et déclassement	84	73	18	41	3	-	219
Impôts, autres que les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	15	6	8	12	-	-	41
Frais de financement	83	11	14	34	128	(68)	202
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	27	(3)	6	5	(30)	-	5
Total des charges	841	236	93	1 086	156	(1 018)	1 394
Bénéfice net (perte nette) pour l'exercice	**28 $**	**(10) $**	**9 $**	**7 $**	**(17) $**	**(8) $**	**9 $**
Total de l'actif	**2 196 $**	**637 $**	**369 $**	**759 $**	**363 $**	**(450) $**	**3 874 $**
Dépenses en immobilisations	**238 $**	**30 $**	**28 $**	**39 $**	**- $**	**- $**	**335 $**

25. Événement postérieur

Le 19 juin 2006, on a fait part à la Corporation de la décision de la CESP relativement à sa demande de majoration globale de 11,4 % des tarifs fermes, à compter du 1er avril 2006. La décision qui, en vertu de la *Loi sur l'électricité*, constitue une recommandation au gouvernement, fixe la majoration globale des tarifs à 9,6 %, avec prise d'effet le 1er août 2006.

Le 30 juin 2006, le gouvernement de la province du Nouveau-Brunswick a modifié la décision de la CESP en vertu de l'article 105(1) de la *Loi sur l'électricité*. La majoration globale des tarifs fermes approuvée par le lieutenant-gouverneur en conseil est de 6,9 %. En vertu de l'article 105(2), le lieutenant-gouverneur en conseil a décidé que l'entrée en vigueur des tarifs sera le 1er juillet 2006.

On prévoit que la situation susmentionnée entraînera une baisse de 67 millions de dollars des produits pour 2006-2007.

Bilan de la production (en millions de kWh)	**2005-06**	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02
Hydroélectrique	**3 802**	2 829	3 191	2 057	1 910
Thermique	**10 001**	11 096	10 838	11 510	12 206
Nucléaire	**4 695**	4 572	**5 120**	**4 284**	**4 938**
Turbines à combustion	**9**	17	50	57	13
Achats	**1 898**	1 848	1 371	1 752	1 945
Production brute et achats	**20 405**	20 362	20 570	19 660	21 012
Service de la tranche	**961**	1 006	1 012	1 044	1 121
Production nette et achats	**19 444**	19 356	19 558	18 616	19 891
Pertes – transformation et transport	**504**	602	614	648[1]	498
Énergie totale disponible pour la distribution	**18 940**	**18 754**	**18 944**	**17 968**	**19 393**

1. Comprend un redressement de 95 GWh relié surtout aux exercices antérieurs

Bilan des ventes (en millions de kWh)	**2005-06**	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02
Ventes en gros	**1 174**	1 222	1 227	1 218	1 132
Usage industriel	**5 577**	6 039	6 170	6 156	6 007
Usage général	**2 264**	2 280	2 257	2 218	2 119
Usage résidential	**4 797**	4 990	4 920	4 874	4 463
Éclairage public	**75**	75	74	74	74
Ventes totales dans la province	**13 887**	14 606	14 648	14 540	13 795
Interconnexions	**4 682**	3 813	3 922	3 069	5 264
Ventes totales	**18 569**	18 419	18 570	17 609	19 059
Pertes de distribution	**371**	335	374	359	334
Totale de l'énergie distribuée et vendue	**18 940**	**18 754**	**18 944**	**17 968**	**19 393**

Bilan des recettes (en millions)	**2005-06**	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02
Ventes en gros	**82$**	81$	80$	77$	70$
Usage industriel	**310**	319	306	316	294
Usage général	**213**	203	196	190	180
Usage résidential	**436**	427	409	393	358
Éclairage public	**15**	19	18	17	17
Ventes totales dans la province	**1 056**	1 049	1 009	993	919
Interconnexions	**379**	251	246	227	359
Ventes totales	**1 435**	1 300	1 255	1 220	1 278
Divers	**73**	62	56	53	41
Produits de transport	**77**	41	-	-	-
Total des produits	**1 585$**	**1 403$**	**1 311$**	**1 273$**	**1 319$**

Bilan de la production provinciale (en millions de kWh)	**2005-06**	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02
Hydroélectrique	**3 313**	2 713	3 173	2 039	1 891
Charbon et coke de pétrole	**2 387**	3 392	3 388	3 677	3 290
Mazout lourd	**1 527**	2 029	2 150	3 196	2 330
Orimulsion[MD]	**1 388**	1 643	1 315	1 454	1 478
Nucléaire	**4 146**	4 031	4 345	3 784	4 308
Turbines à combustion	**-**	3	17	18	(1)
Achats	**1 817**	1 638	1 249	1 379	1 331
Production nette et achats	**14 578**	15 449	15 637	15 547	14 627
Pertes – transformation et transport	**504**	602	614	648 [1]	498
Énergie totale disponible pour la distribution	**14 074**	14 847	15 023	14 899	14 129

1. Comprend un redressement de 95 GWh relié surtout aux exercices antérieurs; ce redressement a aussi augmenté le service de la tranche pour l'exercice

Demande et capacité de production de pointe (MW)	**2005-06**	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02
Capacité de production nette du parc	**3 297**	3 948	3 770	3 770	3 769
Achats de puissance garantie	**402**	402	506	505	499
Ressources totales disponibles	**3 699**	4 350	4 276	4 275	4 268
Demande de pointe provinciale nette	**2 799**	3 146	3 340	3 089	2 768
Exportations garanties	**355**	399	366	590	863
Réserve d'exploitation	**561**	662	657	665	668
Total de la demande garantie	**3 715**	4 207	4 363	4 344	4 299

Statistiques d'exploitation au 31 mars	**2005-06**	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02
Lignes de transport (en km)	**6 703**	6 708	6 689	6 696	6 665
Lignes de distribution (en km)	**20 045**	19 982	19 803	19 704	19 571
Nombre de clients résidentiels	**300 134**	296 879	293 545	290 310	286 464
Nombre de clients industriels	**1 843**	1 822	1 810	1 842	1 854
Nombre de clients – usage général	**24 426**	24 179	24 024	23 963	23 635
Nombre de clients – à consommation non mesurée	**2 368**	2 378	2 404	2 620	2 710
Clients directs	**328 771**	325 258	321 783	318 735	314 663
Clients indirects	**41 889**	41 672	41 656	41 502	41 777
Total des clients	**370 660**	366 930	363 439	360 237	356 440
Emplois permanents	**2 272**	2 495	2 525	2 545	2 489
Emplois temporaires	**116**	125	121	141	131
Nombre d'employés – NB Coal Limited	**69**	70	70	76	76
Total des employés	**2 457**	2 690	2 716	2 762	2 696

Aperçu statistique

Résumé de l'état des résultats (en millions)	**2005-06**	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02
Produits à l'intérieur de la province	**1 056 $**	1 049 $	1 009 $	993 $	919 $
Produits à l'extérieur de la province	**379**	251	246	227	359
Autres	**73**	62	56	53	41
Produits de transport	**77**	41	-	-	-
Total du combustible et des achats d'électricité	**512**	497	467	528	492
Dépenses de transport	**86**	46	-	-	-
Exploitation, entretien et administration	**373**	384	355	334	309
Amortissement et déclassement	**217**	219	213	216	213
Impôts, autres que les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**47**	41	33	30	30
Radiation des coûts liés au système de manutention du combustible	**-**	-	44	-	-
Frais de financement	**199**	202	217	242	256
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**55**	5	-	-	-
Bénéfice net (perte nette)	**96 $**	9 $	(18) $	(77) $	19 $

Données tirées du bilan au 31 mars (en millions)	**2005-06**	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02
Actif					
Actif à court terme	**384 $**	330 $	287 $	355 $	293 $
Biens-fonds, installations et équipement	**3 280**	3 273	3 146	2 882	2 860
Actif à long terme	**235**	195	176	20	-
Autres éléments d'actif	**70**	76	120	130	103
Actif total	**3 969 $**	3 874 $	3 729 $	3 387 $	3 256 $
Passif et capitaux propres					
Passif courant	**762 $**	956 $	817 $	682 $	941 $
Dette à long terme	**2 655**	2 459	2 814	2 612	2 171
Passif reporté	**332**	323	293	270	244
Capitaux propres	**220**	136	(195)	(177)	(100)
Total du passif et capitaux propres	**3 969 $**	3 874 $	3 729 $	3 387 $	3 256 $

Résumé de l'encaisse (en millions)	**2005-06**	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02
Encaisse d'exploitation	**319 $**	245 $	256 $	139 $	234 $
Changement à l'encaisse	**(11)**	(51)	29	14	(35)
Paiements - fonds en fiducie nucléaire	**(40)**	(13)	(156)	(20)	-
Autre	**(5)**	(1)	(8)	(7)	-
Activités d'exploitation	**263**	180	121	126	199
Activités de financement	**(37)**	158	321	131	(104)
Activités de placement	**(209)**	(341)	(497)	(212)	(135)
Entrées (sorties) de fonds nettes	**17**	(3)	(55)	45	(40)
Encaisse et placements à court terme					
Début de l'exercice	**4**	7	62	17	57
Fin de l'exercice	**21 $**	4 $	7 $	62 $	17 $

Frais de financement (en millions)	**2005-06**	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02
Frais d'intérêt	**197 $**	223 $	240 $	256 $	265 $
Revenus des fonds d'amortissement, des fonds en fiducie et autres	**(10)**	(21)	(31)	(27)	(24)
Frais de gestion de la dette/de garantie	**20**	21	20	19	19
Amortissement des frais reportés liés à la dette	**-**	3	7	6	4
(Gain) ou perte sur change	**2**	(2)	(3)	(2)	(3)
Intérêts capitalisés	**(10)**	(22)	(16)	(10)	(5)
Frais de financement nets	**199 $**	202 $	217 $	242 $	256 $

Ratios financiers	**2005-06**	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02
Marge d'exploitation[1]	**21,0 %**	13,9 %	13,9 %	11,6 %	19,4 %
Encaisse d'exploitation / dépenses en capital[2]	**1,53**	0,72	0,52	0,66	1,73
Encaisse d'exploitation / dette totale	**0,10**	0,08	0,08	0,05	0,08
Dette / capital[3]	**93 %**	96 %	106 %	106 %	104 %
Ratio de couverture de l'intérêt[4]	**1,74**	0,97	0,88	0,68	1,06

Autres statistiques	**2005-06**	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02
Augmentation tarifaire[1]	**6,1 %**	2,5 %	2,6 %	2,1 %	0 %
IPC (Nouveau-Brunswick)	**2,4 %**	1,5 %	3,4 %	3,4 %	1,7 %
Augmentations du PIB (Nouveau-Brunswick)	**2,3 %**	2,0 %	1,7 %	4,4 %	1,3 %
Dépenses d'investissement (en millions)[2]	**209**	341	497	212	135
Modifications de la dette totale (en millions)	**(26)**	(204)	321	149	(81)
Répartition en pourcentage de la dette à long terme					
Dollar canadien	**100 %**	100 %	71 %	68 %	68 %
Dollar américain[3]	**0 %**	0 %	29 %	32 %	32 %
Moyenne pondérée des taux d'intérêt	**6,3 %**	6,7 %	6,9 %	7,2 %	8,1 %
Dollar canadien – au 31 mars	**0,857 $**	0,828 $	0,763 $	0,681 $	0,628 $

1. Marge d'exploitation = (bénéfice net avant les frais financiers – frais de gestion du portefeuille de dette) / produits totaux
2. Les dépenses en capital ne tiennent pas compte des produits de l'élimination et des contributions des clients
3. Ratio d'endettement = (dette) / (dette + capitaux propres), où la dette = (dette à long terme + dette à court terme)
4. Ratio de couverture de l'intérêt = [bénéfice net avant les frais financiers + (bénéfice provenant du fonds d'amortissement, des fonds en fiducie et d'autres placements - frais de gestion

1. Augmentation des tarifs au 1er avril 2004 (ne comprend pas l'augmentation de 3,0 % du 31 mars 2005)
2. Les dépenses en immobilisations sont nettes des produits de l'élimination et des contributions des clients
3. Toute la dette libellée en devises US a été transférée à la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick le 1er octobre 2004

Carte du réseau

Production Énergie NB

Capacité de production

Thermique	
Belledune	458 MW
Coleson Cove	978 MW
Courtenay Bay	110 MW
Dalhousie	300 MW
Grand Lac	57 MW
Total – Thermique	1 903 MW

Turbines à combustion	
Grand Manan	27 MW
Millbank	399 MW
Ste.-Rose	100 MW
Total – Turbines à combustion	526 MW

Hydroélectrique	
Beechwood	113 MW
Grand-Sault	66 MW
Mactaquac	672 MW
Milltown	4 MW
Sisson	9 MW
Tobique	20 MW
Total – Hydroélectrique	884 MW

Énergie nucléaire NB

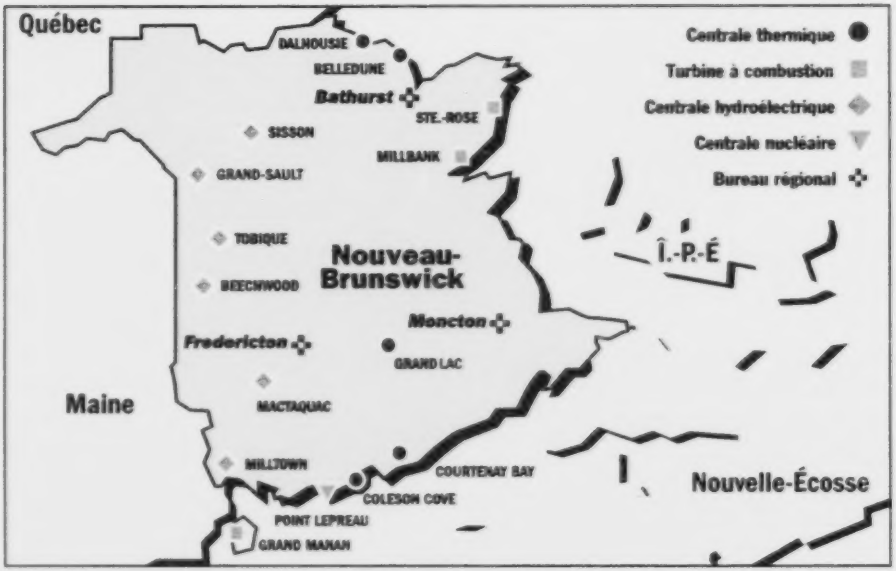
Capacité nucléaire	
Point Lepreau	635 MW

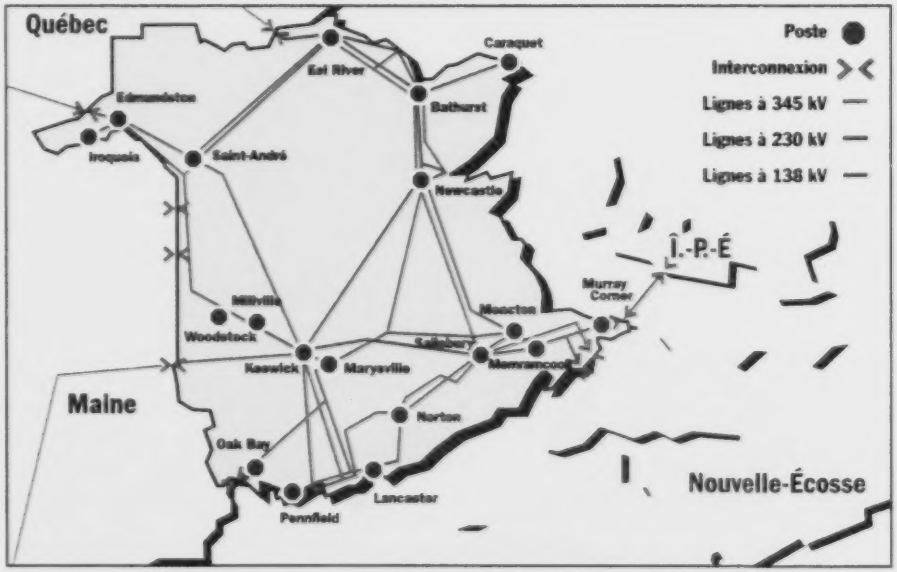
Transport Énergie NB

Nombre de km de lignes de transport	6 703
Capacité d'exportation	2 377 MW
Capacité d'importation	1 680 MW

Distribution Énergie NB

Nombre de clients directs	328 771
Nombre de clients indirects (usage en gros)	41 889





Restructuration

Les entreprises du groupe d'Énergie NB partagent le même président, le même PDG et les mêmes administrateurs. Les conseils dirigent les affaires de chacune des entreprises conformément à la *Loi sur les corporations commerciales* et à la *Loi sur l'électricité*.

Le groupe d'Énergie NB a un comité de vérification conjoint pour la corporation de portefeuille et toutes les entreprises d'exploitation. Chaque corporation a son propre comité de ressources humaines, de gouvernance et de candidatures, ainsi que son propre comité environnemental. De plus, la Corporation d'énergie nucléaire NB s'est dotée d'un comité de surveillance nucléaire.

Comité de vérification

Le comité de vérification a le mandat d'aider les conseils d'administration à s'acquitter de leurs responsabilités en matière de rapports financiers, de contrôle interne et de gestion des risques. Le comité interagit directement avec les vérificateurs internes et externes.

Comités de ressources humaines, de gouvernance et de candidatures

Les comités de ressources humaines, de gouvernance et de candidatures ont trois mandats :

1. Ressources humaines

La raison d'être des comités dans ce rôle est d'aider les conseils à établir et à maintenir des politiques appropriées qui les guideront en ce qui concerne les résultats voulus en matière de la gestion et du traitement des ressources humaines.

2. Gouvernance

La raison d'être des comités dans ce rôle est d'aider les conseils à établir et à maintenir un système de gouvernance efficace.

3. Candidatures

Dans ce rôle, les comités aident les conseils à maintenir un plein effectif d'administrateurs ayant les caractéristiques personnelles, l'expérience et un ensemble de compétences appropriés qui assurent une combinaison de compétences aux conseils et favorisent la diversité des opinions et une gouvernance efficace des entreprises.

Comités environnementaux

La raison d'être des comités environnementaux est d'aider le conseil à établir et à maintenir des politiques appropriées pour guider les entreprises en ce qui concerne les résultats escomptés dans la poursuite ou le dépassement de leurs obligations environnementales.

Comité de surveillance nucléaire

Le comité de surveillance nucléaire est chargé de surveiller le rendement d'Énergie nucléaire NB, en particulier en ce qui concerne les questions de sécurité et d'exploitation, la surveillance de tout processus de remise à neuf et le risque nucléaire.

Pratiques de gouvernance

Les conseils d'administration continuent à faire évoluer le processus de gouvernance en s'efforçant d'améliorer encore davantage les pratiques de gouvernance. Le modèle de gouvernance des conseils est fondé sur des politiques et comprend des politiques sur les processus des conseils, les liens entre le PDG et les conseils, les limites imposées aux dirigeants et les résultats escomptés.

Depuis 2004, les corporations s'efforcent d'aligner leurs pratiques sur les pratiques exemplaires de l'industrie et de positionner les conseils de façon à ce qu'ils suivent les lignes directrices établies par la Bourse de Toronto (TSX). Ces lignes directrices abordent des domaines clés des pratiques efficaces des entreprises, y compris la détermination des responsabilités de gérance des sociétés et une communication claire des rôles et des responsabilités entre les conseils et la direction.

Lignes directrices de la TSX en matière de gouvernance	Corporation de portefeuille Énergie NB	Conforme aux lignes directrices de la TSX?
1. Le conseil d'administration devrait assumer explicitement la responsabilité de gérance de la société et, en particulier :		
(a) L'adoption d'un processus de planification stratégique.	La description de poste des conseils, telle qu'elle est décrite dans le manuel de gouvernance, établit leurs responsabilités d'approuver tous les plans stratégiques et plans d'entreprise, ainsi que les budgets d'exploitation et les budgets d'immobilisations.	Oui
(b) L'identification des principaux risques associés aux activités de la société et la prise de mesures assurant la mise en oeuvre de systèmes appropriés permettant la gestion de ces risques.	Le comité de vérification supervise le processus de gestion des risques de l'entreprise. Les vérificateurs supervisent la mise en oeuvre et l'efficacité des programmes de gestion des risques.	Oui
(c) La planification de la relève, y compris la nomination, la formation et la supervision des hauts dirigeants.	Les comités de ressources humaines, de gouvernance et de candidatures surveillent les tendances en matière de ressources humaines, aident les conseils à élaborer une politique qui guidera le PDG dans ses efforts pour attirer, rémunérer et retenir des agents et des employés qualifiés, et coordonnent l'évaluation annuelle du PDG.	Oui
(d) Une politique de communication de la société.	Des politiques de communication ont été mises en œuvre. Les conseils s'efforcent de communiquer de manière ouverte et transparente par l'entremise du PDG et du président du conseil de façon à tenir informés l'actionnaire, les représentants de l'actionnaire, les organismes de réglementation, les intervenants et le public. Les Corporations tiennent aux valeurs que sont la communication ouverte et la transparence dans ses communications avec les actionnaires, les employés, les intervenants et le public.	Oui
(e) L'intégrité des systèmes de contrôle interne et d'information de gestion de la société.	Le comité de vérification est chargé de la surveillance des rapports financiers, des contrôles internes et de la gestion des risques. Le comité examine régulièrement l'intégrité des systèmes d'information financière et de rapports sur la gestion des risques. Pour s'acquitter de cette responsabilité, le comité interagit avec les vérificateurs internes et externes.	Oui
2.(a) Le conseil devrait être composé en majorité de personnes qui sont des administrateurs « non reliés ». L'administrateur non relié est un administrateur indépendant de la direction et n'ayant aucun intérêt ni aucune relation, y compris des relations d'affaires, mais à l'exclusion d'intérêts ou de relations découlant simplement de son actionnariat, qui soit susceptible de nuire d'une façon importante à sa capacité d'agir au mieux des intérêts de la société, ou qui soit raisonnablement susceptible d'être perçu comme ayant cet effet.	Onze des 12 administrateurs des conseils sont des administrateurs externes non reliés à la direction. Le PDG est le seul administrateur interne.	Oui
(b) Le conseil devrait, le cas échéant, divulguer si la société a un « actionnaire important » et comment le conseil tient compte des intérêts des actionnaires autres que l'actionnaire important.	Toutes les entreprises du groupe d'entreprises Énergie NB sont des sociétés de la Couronne.	S/O
3. Le conseil devrait divulguer s'il compte une majorité d'administrateurs non reliés ainsi que l'analyse ayant mené à une telle conclusion.	Onze des 12 administrateurs des conseils sont des administrateurs externes non reliés à la direction. Aucun des administrateurs non reliés n'a été rémunéré par les Corporations, outre les honoraires et les indemnités versés aux administrateurs et aux membres des comités, et aucun n'a conclu de contrats importants pour la prestation d'autres services avec aucune des corporations du groupe d'Énergie NB.	Oui
4. Le conseil devrait nommer un comité d'administrateurs, composé exclusivement d'administrateurs externes, c.-à-d. d'administrateurs qui ne sont pas membres de la direction, et en majorité d'administrateurs non reliés, et charger ce comité de proposer au conseil de nouveaux candidats aux postes d'administrateur ainsi que d'évaluer les administrateurs régulièrement.	La responsabilité de proposer de nouveaux candidats aux conseils et d'évaluer l'efficacité des conseils est confiée aux comités de ressources humaines, de gouvernance et de candidatures. Tous les membres des comités sont des administrateurs externes. Les comités évaluent les candidats potentiels en rapport avec les critères établis pour les administrateurs et formulent des recommandations aux conseils.	Oui

Lignes directrices de la TSX en matière de gouvernance	Corporation de portefeuille Énergie NB	Conforme aux lignes directrices de la TSX?
5. Le conseil devrait mettre en œuvre une marche à suivre aux fins de l'évaluation de l'efficacité du conseil dans son ensemble, des comités du conseil et de l'apport des différents administrateurs.	Les comités de ressources humaines, de gouvernance et de candidatures sont chargés de s'assurer de l'efficacité des processus décisionnels des conseils. Les comités coordonnent un examen de l'efficacité des conseils et de chaque administrateur. Le processus est facilité par les présidents des comités, qui résument les résultats de l'évaluation et font rapport des résultats aux conseils respectifs.	Oui
6. Le conseil devrait fournir un programme d'orientation et de formation à l'intention des nouveaux membres du conseil.	Les Corporations ont un programme d'orientation pour les nouveaux administrateurs et, à la discrétion des administrateurs, offrent une formation et de possibilités de perfectionnement aux administrateurs. Les nouveaux membres du conseil reçoivent de la documentation et des présentations en matière d'orientation au niveau du conseil et au niveau des comités.	Oui
7. Le conseil devrait examiner sa taille dans le but de favoriser une prise de décisions plus efficace.	Les comités de ressources humaines, de gouvernance et de candidatures des conseils sont chargés de l'évaluation de l'efficacité des différents comités et des conseils afin de veiller à ce que des processus décisionnels efficaces soient en place.	Oui
8. Le conseil devrait revoir le montant de la rémunération et le mode de rémunération des administrateurs afin de s'assurer que celle-ci reflète d'une manière réaliste les responsabilités et le risque associés au fait d'être un administrateur efficace.	La rémunération des administrateurs relève des actionnaires, tel que convenu dans la convention des actionnaires.	S/O
9. Les comités du conseil devraient généralement être composés d'administrateurs externes (c.-à-d. qui ne sont pas membres de la direction), qui sont en majorité des administrateurs non reliés.	Tous les comités du conseil sont composés d'administrateurs externes qui ne sont pas reliés à la direction de la Société.	Oui
10. Le conseil devrait nommer un comité pour assumer la responsabilité de mettre au point la démarche devant être suivie par la société en ce qui concerne les questions de gouvernance et les présentes lignes directrices.	Les comités de ressources humaines, de gouvernance et de candidatures sont chargés de mettre au point la démarche des Corporations pour les questions de gouvernance et d'examiner l'efficacité des lignes directrices et des processus.	Oui
11.(a) Le conseil d'administration devrait élaborer des descriptions de fonctions relativement aux membres du conseil et au chef de la direction, et y définir les limites des responsabilités de la direction.	Les conseils d'administration ont défini le rôle des conseils. Le PDG est régi par la politique relative aux limites imposées aux dirigeants. La politique relative aux limites imposées aux dirigeants définit clairement l'autorité hiérarchique dans les limites desquelles le PDG doit fonctionner.	Oui
(b) Le conseil devrait déterminer les objectifs généraux de la société que le chef de la direction doit atteindre.	Les conseils ont en place un processus d'évaluation officiel pour le PDG, selon lequel le PDG fait rapport en regard des résultats attendus du PDG, définis dans des politiques axées sur les objectifs finaux, et de l'exploitation organisationnelle dans le cadre des limites établies dans les politiques relatives aux limites imposées aux dirigeants.	Oui
12. Le conseil devrait veiller à ce que des structures et des méthodes appropriées assurant l'indépendance du conseil par rapport à la direction soient en place.	L'indépendance des conseils est assurée grâce à la coordination des affaires des conseils par son président, qui est un administrateur externe et non relié. À chaque réunion des conseils a lieu une séance à huis clos de laquelle tout le personnel est exclu, y compris le PDG.	Oui
13. Le comité de vérification du conseil devrait être composé uniquement d'administrateurs externes, et le rôle et les responsabilités de ce comité devraient être définis avec précision.	Le comité de vérification des conseils est composé d'administrateurs externes qui ne sont pas reliés aux Corporations. Le mandat du comité établit avec précision ses rôles et ses responsabilités.	Oui
14. Le conseil devrait mettre en œuvre un système permettant à un administrateur donné d'engager un conseiller externe aux frais de la société lorsque les circonstances le justifient.	En vertu de la politique des conseils concernant la gouvernance, les administrateurs individuels, et les comités des conseils, ont le droit d'engager un expert externe qui les conseillera sur des sujets importants, aux frais de la Corporation, moyennant un préavis aux conseils.	Oui

Conseil d'administration (au 31 mars 2005)

Derek H. Burney, O.C. | N | R | V | Président
M. Burney est un conseiller stratégique principal chez Ogilvy Renault. Il a été l'ancien président et chef de la direction de CAE Inc. Il a aussi été PDG de Bell Canada International Inc., ambassadeur du Canada aux États-Unis et chef du cabinet du premier ministre.

Norm Betts | V |
M. Betts est professeur agrégé dans la faculté d'administration des affaires de l'Université du Nouveau-Brunswick. Il est administrateur et président du conseil d'administration et du comité de vérification de Minacs Worldwide Inc., ainsi que directeur de Tembec Inc., Tanzanian Royalty Exploration Inc., Starfield Resources Inc. and RTICA Inc.

Stephen Campbell | R |
M. Campbell est v-p de RBC Groupe Financier. Il a été directeur de l'Association canadienne des courtiers en valeurs mobilières et est présentement directeur de la Moosehead Pension Board.

Leon Furlong | R (prés.) |
M. Furlong est l'ancien PDG de Service Croix Bleue Medavie de l'Atlantique. Il siège également au conseil d'administration de plusieurs entreprises, dont la Compagnie d'Assurance-Vie Croix Bleue du Canada et Resurgo Inc.

Shirley Mears | V (présidente) |
Mme Mears est l'ancienne v-p principale et DF de la Société de portefeuille Hydro Ottawa inc. Elle a déjà été v-p et trésorière de Zarlink Semiconductor Inc. et de Mitel Corporation, ainsi que v-p de Ressources humaines Canada et de la fiscalité.

Fraser Walsh | E |
M. Walsh est un conseiller d'entreprise chez George Weston Ltd. Il a été président chez Heritage Salmon Limited et v-p principal, Aquaculture, Connor Bros. Limited en plus d'occuper plusieurs autres postes de gestion chez Connors Bros. Limited.

Lise Bastarache | V |
Ms. Bastarache is a member of the Board of Directors Mme Bastarache siège sur les conseils d'administration du Groupe Jean Coutu (PJC) Inc., de la Banque Laurentienne et de Chartwell REIT, toutes des sociétés cotées en bourse. Elle siège aussi sur le Conseil des gouverneurs de l'Université de Moncton et préside son comité des finances.

Graham Brown | N (prés.) |
M. Brown est PDG de Carillion Canada Inc. Il a déjà été DE d'Ontario Power Generation, membre du conseil de National Power au R.-U., ainsi que DE et PDG intérimaire de la même entreprise. Il a détenu de postes de gestion dans plusieurs entreprises pétrolières et il a été un des conseillers principaux de la première ministre Margaret Thatcher.

Bernard Cyr | E (prés.) |
M. Cyr est propriétaire de Cyr Holdings et propriétaire et franchiseur du groupe Dooly's. M. Cyr est administrateur de la Banque Nationale du Canada et de la Fondation de l'Hôpital Docteur Georges-L. Dumont.

Susan Hicks | E |
Mme Hicks est PDG de Technology Venture Corporation. Elle a déjà été v-p, Finances de Spielo, ainsi que DF et responsable de la conformité aux règlements de la même entreprise.

Jean-Marc Violette | N |
M. Violette est un agriculteur et un gestionnaire de lots boisés. Il a été actif dans le secteur agricole et a siégé au Bureau d'examen de l'endettement agricole et à l'Office de prêts au développement agricole.

David D. Hay, PDG, d'office
M. Hay est PDG du groupe d'Énergie NB. Il a été directeur général de Delgatie Inc., v-p principal et directeur à Merrill Lynch Canada inc. et directeur général à la Division des services bancaires d'investissement de Merrill Lynch & Co. à Londres.

NOTES : Lino Celeste et Éloi Duguay étaient des administrateurs jusqu'à octobre 2005 et janvier 2006 respectivement.

| E | Environnemental
| N | Surveillance nucléaire
| R | Ressources humaines et gouvernance d'entreprise
| V | Vérification
(prés.) signifie président du comité

DE – directeur, Exploitation
DF – directeur, Finances
PDG – président-directeur général
v-p – vice-président

David D. Hay
Président-directeur général, Groupe d'Énergie NB
M. Hay est devenu PDG du groupe d'Énergie NB en mars 2004. Il avait été directeur général de Delgatie Inc. pendant huit ans. Il a aussi été v-p principal et directeur de Merrill Lynch Canada Inc., ainsi que directeur général de la division de banques d'investissement de Merrill Lynch & Co. à Londres.

Andrew Cormier
V-p, Services partagés – Corporation de portefeuille Énergie NB et Président, NB Coal
M. Cormier est v-p, Services partagés depuis 2003. Il est entré à Énergie NB en 1987 à titre de président-directeur général de NB Coal quand l'entreprise minière est devenue une filiale d'Énergie NB. En 1996, il a été nommé au poste de v-p, Amélioration du rendement d'Énergie NB.

Michael Gorman
V-p, Affaires juridiques - Groupe d'Énergie NB
M. Gorman s'est joint à Énergie NB en juin 2005. Il était le président de MRDC Operations Corporation et directeur de projet de MRDC Construction Joint Venture en plus d'occuper différentes fonctions au sein des ministères du Transport et de la Justice du gouvernement du Nouveau-Brunswick.

Rock Marois
V-p, Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB
M. Marois a été nommé v-p de la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB en juillet 2005. Avant son entrée à Énergie NB en septembre 2004 à titre de v-p, Planification stratégique, M. Marois était directeur général de Gaz Enbridge Nouveau-Brunswick.

Paul Thériault
V-p, Ressources humaines – Corporation de portefeuille d'Énergie NB
M. Thériault est devenu v-p en 1992 après une carrière de haut cadre au sein des services de ressources humaines au ministère des Transports provincial.

Darrell Bishop
V-p, Corporation de production Énergie NB
M. Bishop était directeur, Commercialisation de l'énergie et Combustibles quand il a été nommé au poste de v-p en avril 2004. Il est entré à Énergie NB en 1971 à titre d'ingénieur, Commandes. Il a occupé une série de postes dans les secteurs de l'exploitation des réseaux, de l'élaboration des contrats, de la planification, de l'ingénierie et du service à la clientèle.

Brian Duplessis
V-p, Communication d'entreprise – Corporation de portefeuille Énergie NB
M. Duplessis est devenu v-p en juillet 2005 après s'être joint à Énergie NB en février 2005 à titre de directeur, Communication d'entreprise. Il a auparavant occupé des postes de cadre d'importance croissante au sein du Groupe Michelin au Canada, aux États-Unis, en Asie et en Europe.

Sharon MacFarlane
V-p, Finances – Groupe d'Énergie NB
Mme MacFarlane est v-p, Finances et directrice des finances depuis 2003. Elle est entrée à Énergie NB en 1997 à titre de directrice générale, Finances, et est devenue v-p, Finances et Systèmes informatiques l'année suivante. Avant 1997, elle était v-p, Finances et Administration à la Mount Allison University.

Wayne Snowdon
V-p, Corporation de transport Énergie NB
M. Snowdon a été nommé v-p en 2004. Avant cette date, il était directeur général, Transport. Il a été directeur du Centre de conduite du réseau et il a travaillé de près avec les conseils de coordination et de fiabilité des entreprises d'électricité en Amérique du Nord.

Gaëtan Thomas
V-p, Corporation d'énergie nucléaire Énergie NB
M. Thomas a été nommé au poste de v-p de la Corporation d'énergie nucléaire Énergie NB en juillet 2005, après avoir occupé la même fonction pour Distribution et Service à la clientèle pendant six mois. M. Thomas est entré à Énergie NB en 1982 et il a occupé des postes d'importance croissante. Il a dirigé le projet de remise à neuf de Coleson Cove.

Glossaire

Terme	Définition
Capacité	La puissance maximale qu'une tranche de production, une centrale ou un autre appareil électrique peut fournir, normalement exprimée en mégawatts.
Cendres volantes	Les particules fines de cendres en suspension dans les gaz résultant de la combustion de combustible. Les cendres volantes sont éliminées des gaz par des précipitateurs électrostatiques avant l'émission des gaz par la cheminée de la centrale.
Charge	La quantité d'électricité livrée ou requise à un point donné du réseau pour alimenter les équipements consommateurs d'énergie du client.
Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick (CESP)	Un organisme administratif responsable de la réglementation économique des entreprises de service public de la province. La CESP réglemente les aspects suivants des activités de Distribution Énergie NB : • Les tarifs, frais et droits applicables aux services • Les appels de propositions pour la fourniture d'électricité • Tout montant exigible des clients de transport ou de l'usage en gros qui réduit ou qui annule leurs achats en vertu d'ententes de service normalisé (frais de départ) La CESP réglemente le tarif d'accès au réseau de transport de Transport Énergie NB.
Corporation Corporation financière du Nouveau-Brunswick (Corporation financière)	Une corporation de la Couronne qui facilite la conversion de la dette d'Énergie NB à des niveaux convenables dans les filiales et qui assume et réduit le reste de la dette d'Énergie NB.
Dioxyde de carbone (CO_2)	Un gaz incolore, inodore et non toxique qui fait partie normale de l'air ambiant. Le dioxyde de carbone est aussi un produit de la combustion des combustibles fossiles. C'est un gaz à effet de serre qui capte le rayonnement terrestre (exemple : infrarouge) et contribue à la possibilité de réchauffement de la terre.
Dioxyde de soufre (SO_2)	Un gaz incolore de la famille des oxydes de soufre (SO_x). Il est formé à partir du soufre dans les matières premières (charbon, mazout, minerais métalliques) utilisées pendant la combustion et le raffinage. Les unités de désulfuration des gaz de combustion enlèvent le SO_2 du gaz avant son émission par la cheminée d'une centrale.
Échange de créances contre actifs	Une possibilité de refinancement où le détenteur de la dette reçoit des actifs et, en échange, annulle la dette.
Énergie	La quantité de puissance réelle produite par une centrale pendant une période de temps, mesurée en mégawatteures (MWh).
Ententes d'achat d'électricité	Les contrats entre deux parties visant la fourniture d'électricité.
États fi nanciers combinés	Les états financiers combinés réunissent les comptes de Holding Énergie NB, Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB, Transport Énergie NB et Distribution Énergie NB (voir les notes 1 et 2 aux états financiers). Les états financiers sont combinés parce que les entreprises ont une direction commune. Ils ne sont pas consolidés parce que le droit et la capacité d'obtenir les avantages économiques futurs des entreprises n'appartiennent pas à Holding Énergie NB.

Terme	Définition
Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (Exploitant du réseau)	Une corporation de la Couronne indépendante sans but lucratif qui dirige les activités du marché de l'électricité, garantit la fiabilité et la suffisance à long terme du réseau électrique et administre le tarif d'accès au réseau de transport.
Facteur de capacité net	La production réelle acheminée au réseau (MW) divisée par la production maximale idéelle acheminée au réseau (MW).
Fournisseur du service normalisé	Le fournisseur qui doit fournir assez de capacité et d'énergie pour répondre à la demande des clients qui ne sont pas desservis par un fournisseur compétitif. Distribution Énergie NB est le fournisseur du service normalisé désigné au Nouveau-Brunswick.
Gigawattheure (GWh)	Un million kilowattheures.
Kilowattheure (kWh)	L'unité de base de l'énergie électrique, égale à un kilowatt de puissance fourni à ou retiré d'un circuit électrique à un rythme égale pendant une heure.
Mégawatt (MW)	Unité de puissance électrique pour mesurer la capacité de production d'une centrale ou la demande maximale d'un consommateur.
Mégawattheure (MWh)	Un mille kilowattheures.
Norme d'inclusion des ressources renouvelables	La stipulation qu'un certain pourcentage de l'électricité vendue dans un marché concurrentiel soit produite à partir de sources renouvelables.
Orimulsion^{MD}	Une émulsion d'environ 70 % de bitume (une huile épaisse) et 30 % d'eau brûlée à la centrale de Dalhousie. Le bitume vient du bassin du Nord de la rivière Orénoque en Venezuela.
Oxydes d'azote (NO_x)	Des gaz formés d'un atome d'azote et d'un nombre variable d'atomes d'oxygène. Les oxydes d'azote sont produits, par exemple, par la combustion de combustibles fossiles dans des véhicules et des centrales. Dans l'atmosphère, les oxydes d'azote peuvent contribuer à la formation d'ozone photochimique (smog) et réduire la visibilité.
Répartition économique des tranches de production	La programmation de la production selon la fluctuation de la demande, en fonction des sources de production les moins chères à la disposition de l'Exploitant du réseau, des limites de transport et d'autres contraintes.
Service d'énergie involontaire	La différence horaire entre le flux d'énergie prévu et réel.
Tarif d'accès au réseau de transport	Établit un accès non discriminatoire au réseau de transport pour les producteurs et les clients à l'intérieur et à l'extérieur de la province et produit des revenus permettant à Transport Énergie NB d'exploiter et d'entretenir le réseau de transport, basé sur le coût de fourniture du service.
Tarif point à point	Les frais perçus pour le service point à point reliant deux points spécifiques. Typiquement, ce service assure le transport de l'énergie dans la province ou vers l'extérieur de celle-ci.

Pour obtenir d'autres exemplaires du rapport, ou un exemplaire en anglais, communiquez avec :

Corporation de portefeuille Énergie NB
Communication d'entreprise
C.P. 2010
Fredericton (N.-B.)
Canada E3B 5G4

Téléphone : (506) 458-4448
Fax : (506) 458-4249

Vous trouverez de plus amples renseignements sur le groupe d'entreprises d'Énergie NB à l'adresse :
www.energienb.com